

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

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

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO ADAPTADO DE SUBTRANSMISIÓN

Preparada para:

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

Diciembre, 2012

M 1355



VALOR NUEVO DE REEMPLAZO ADAPTADO DE SUBTRASMISIÓN

CONTENIDO

INVENTARIO.....	4
1. INTRODUCCIÓN	5
2. INFORMACIÓN RECIBIDA.....	5
3. ANÁLISIS DEL INVENTARIO.....	7
3.1. REDES SUBTERRÁNEAS	8
3.1.1. CANTIDAD SEGÚN INVENTARIO	8
3.1.2. CIRCUITOS RELEVANTES	8
3.2. REDES AÉREAS	10
3.2.1. CANTIDAD SEGÚN INVENTARIO.....	10
3.2.2. CIRCUITOS RELEVANTES	11
3.3. ESTACIONES.....	12
4. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE UTE	12
4.1. REDES SUBTERRANEAS	12
4.2. LÍNEAS AEREAS.....	13
4.2.1. LINEAS DE 30kV	13
4.2.2. LINEAS DE 60kV	14
4.3. ESTACIONES.....	15
4.3.1. ESTACIONES DE 30kV/MT	15
4.3.2. ESTACIONES DE 60kV/MT	16
5. CONCLUSIONES	17
VNR ADAPTADO DE SUBTRASMISIÓN.....	18
1. INTRODUCCIÓN	19
2. INFORMACIÓN RECIBIDA.....	19
3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS UNITARIOS.....	23
3.1. AJUSTE DE PRECIOS INTERNACIONALES.....	25
3.2. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS Y AÉREAS.....	27
3.3. SUBESTACIONES DE SUBTRASMISIÓN.....	29
3.4. COSTOS UNITARIOS ADOPTADOS	32
4. DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES ADAPTADAS	35
4.1. ANÁLISIS DEL NIVEL DE CARGA	35
4.2. CRITERIOS DE ADAPTACIÓN.....	36
4.2.1. REDES AÉREAS DE MT	38
4.2.2. REDES SUBTERRANEAS DE MT	42
4.3. INSTALACIONES ADAPTADAS	43
5. CÁLCULO DEL VNR ADAPTADO.....	47
6. CONCLUSIONES	47
ANEXO I – INSTALACIONES NORMALIZADAS.....	49

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1 - Corriente máxima de circuitos de subestación Artigas 2T03.....	22
Tabla 2 - Potencia máxima de subestaciones subtransmisión asociadas a 2T03	23
Tabla 3 - Indicadores de Purchasing Power Parity (PPP) y Tasa cambiaria	26
Tabla 4 - Factores de referencia PPP	26
Tabla 5 - Compara costos unitarios Líneas y Cables	28
Tabla 6 - Compara costos de Líneas y Cables.....	29
Tabla 7 - Compara costos unitarios.....	30
Tabla 8 - Variación ponderada con MVA totales	31
Tabla 9 - Variación en los costos de las celdas.....	32
Tabla 10 - Costos Unitarios resumen adoptados.....	33
Tabla 11 - Calibres seleccionados para la red MT aérea	41
Tabla 12 - Calibres seleccionados para la red MT subterránea	43
Tabla 13 - VNR adaptado de Subtransmisión	47
Tabla 14 - VNR Adaptado para cálculo del VAST	48

INVENTARIO

1. INTRODUCCIÓN

El Poder Ejecutivo encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la determinación de los ingresos a reconocer para las actividades de transmisión y Subtransmisión de la Energía Eléctrica, servicio que es prestado por la Empresa UTE, y de aplicación a partir del 1° de Enero de 2013. Adicionalmente, la URSEA debe proponer una fórmula para la actualización de los cargos a aplicarse durante el periodo tarifario.

En la actividad de Subtransmisión la remuneración, también denominado Valor Agregado de Subtransmisión (VAST) corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtransmisión, que de acuerdo a la normativa vigente, la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

1. Definición de la Base de Remuneración Regulatoria.
 - a) Activos a reconocer. En primer término corresponde determinar los activos en servicio a ser remunerados, a saber: las líneas de Media Tensión y las estaciones de transformación Media-Media Tensión.
 - b) Calculo de la tasa de rentabilidad reconocida.
2. Estimación de los costos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
3. Otros costos, necesarios para desarrollar la actividad, incluyendo tributos del sector.

En el presente informe se presenta el primer avance correspondiente a la etapa denominada “Activos a reconocer”. En este se muestran los resultados y observaciones obtenidas del relevamiento del inventario de activos de la empresa, detallándose los circuitos más representativos de la red.

Adicionalmente, se realizó un análisis de la propuesta de instalaciones a ser reconocidas en la remuneración de subtransmisión presentada por UTE.

2. INFORMACIÓN RECIBIDA

A través de URSEA, se solicitó información a UTE correspondiente a las instalaciones utilizadas para la prestación del servicio de subtransmisión de la energía eléctrica, correspondiente a cables subterráneos, líneas aéreas y subestaciones.

UTE entregó la información solicitada con base en el sistema GIS que posee, indicando para cada grupo componente de la red, la cantidad de instalaciones, calibres de conductor, y capacidades como la información más relevante. Adicionalmente, se contó con los diagramas unifilares de las redes asociadas a las subestaciones de subtransmisión y las cargas de cada uno de ellos como así también de las subestaciones para el estado de máxima carga propia y coincidente con el circuito de subtransmisión al que se encuentra conectada.

La información recibida se complementó con una verificación on-line de las instalaciones de subtransmisión en las oficinas de UTE donde, hemos podido verificar en el sistema GIS la presencia de las instalaciones asociadas al inventario presentado y los datos de las mediciones de carga de cada una de ellas.

El inventario de subtransmisión presentado por UTE corresponde al archivo “inventario de ST_2011_2012.xls”. En la misma figura información detallada sobre los cables y líneas de MT de la red de subtransmisión, y las subestaciones de subtransmisión de acuerdo al siguiente detalle:

- Subestaciones
 - Estación

-
- Nombre
 - Cant. de transformadores
 - Potencia inst. (kVA)
 - Tipo de edificación EGEO
 - Relación de transformación
 - Código¹
 - Cables
 - Salida
 - Tensión (V)
 - Sección
 - Material
 - Aislación del conductor
 - Código ²
 - Longitud (m)
 - Código Interfase
 - Líneas
 - Salida
 - Tensión (V)
 - Sección
 - Material
 - Código³
 - Longitud (m)
 - Código Interfase

Adicionalmente se informaron los transformadores de respaldo frío con los que cuenta UTE y las celdas de puesta de clientes de subtrasmisión.

Respecto de las variables físicas de medición de carga de las instalaciones contamos con la siguiente información:

- Cables y líneas: corriente máxima del año 2011 correspondiente al estado de operación normal de la red

¹ El código corresponde a la asignación de subestaciones de subtrasmisión de acuerdo a la adaptación a los tipos normados realizado por UTE

² El código corresponde a la asignación del conductor de acuerdo a la adaptación a los calibres normados para redes de subtrasmisión subterráneas realizado por UTE

³ El código corresponde a la asignación del conductor de acuerdo a la adaptación a los calibres normados para redes de subtrasmisión aéreas realizado por UTE

- Estaciones: Código y Nombre, Potencia instalada (kVA), Potencia máxima propia (kVA), Potencia máxima ajustada a la salida (kVA) y Factor de potencia

Esta información se utilizó para el análisis de la adaptación a la demanda de las instalaciones. Adicionalmente se consultó con UTE los criterios de respaldo considerados tanto para Estaciones como para redes de subtrasmisión.

Respecto de los costos unitarios, UTE informó los valores de las unidades constructivas por componente de la red (archivo Presupuestos VAST (11-8-2011).xls) desagregado en:

- Material UTE
- Material Contratista
- Montaje
- Monto Imponible
- Cargas sociales
- Imprevistos
- Ingeniería y administración

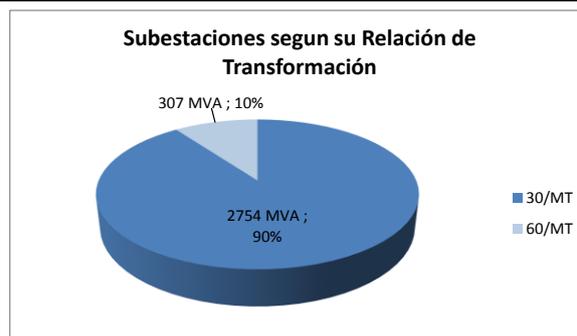
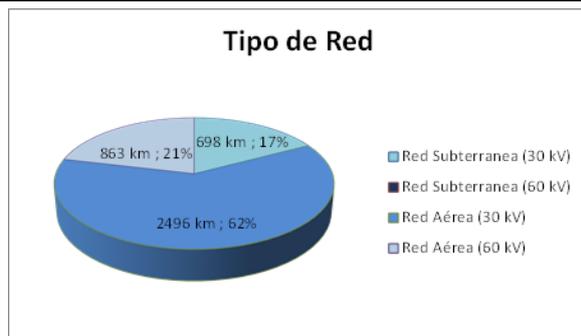
La fuente de información de los costos unitarios para materiales y montaje es el sistema de gestión contable de UTE, el cual de acuerdo a lo informado recoge en el caso de materiales UTE, la última compra ingresada al sistema contable y en cuanto a Material Contratista y Montaje, se calcula en función del promedio correspondiente al año anterior.

Respecto de las instalaciones normalizadas, en el ANEXO I se presentan las unidades constructivas consideradas para cada componente de la red de subtrasmisión.

3. ANÁLISIS DEL INVENTARIO

Del relevamiento se obtuvieron: la cantidad de kilómetros de red que posee la empresa, tanto aérea como subterránea; y la potencia instalada (en MVA) en estaciones con relación de transformación de 30/MT y 60/MT. El resumen de instalaciones se presenta en la siguiente tabla:

Instalación	NT	
Red Subterránea	30 kV	698 km
Red Subterránea	60 kV	-
Red Aérea	30 kV	2496 km
Red Aérea	60 kV	863 km
Subestaciones	30/MT	# 242 2754 MVA
Subestaciones	60/MT	# 27 307 MVA



3.1. REDES SUBTERRÁNEAS

3.1.1. CANTIDAD SEGÚN INVENTARIO

Se relevaron los metros de cables subterráneos de subtransmisión, que figuran en el inventario provisto por la empresa, y se agruparon considerando cuáles de estos representan el 80% de los metros totales de red, de manera de identificar los tramos relevantes para el análisis

Cantidades de CAT por tipo según inventario (sin categorizar).

Código	Suma de Longitud (m)	%	%	
240C API	177,349	25%	78.71%	
500A XLPE	170,713	24.46%		
120C API	138,198	19.80%		
240A XLPE	62,982	9.03%		
177C API	32,807	4.70%	20.58%	
150C API	29,494	4.23%		
70C API	27,821	3.99%		
50C API	21,482	3.08%		
185C API	19,066	2.73%		
250C API	12,955	1.86%		
185A XLPE	3,675	0.53%		0.71%
150A XLPE	442	0.06%		
120A XLPE	306	0.04%		
300C API	264	0.04%		
50A XLPE	137	0.02%		
25A XLPE	50	0.01%		
630A XLPE	49	0.01%		
70A API	29	0.00%		
400A XLPE	23	0.00%		
Total general	697,842	100%		

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

Los cables más utilizados en el inventario de UTE corresponden a los calibres 240C API, 500A XLPE, 120C API, 240A XLPE, representando cerca del 80% de la longitud de la red subterránea.

3.1.2. CIRCUITOS RELEVANTES

Se consideraron como circuitos más importantes aquellos que representan el 80% de la longitud total de la red. Se los ordeno de forma decreciente según su longitud.

Circuito	Longitud (m)	Circuito	Longitud (m)	Circuito	Longitud (m)
3T08/13/30	29,506	MH/10/30	7,264	MF/16/30	5,720
3T07/11/30	24,057	MF/12/30	7,192	ME/17/30	5,635
MN/7/30	20,268	MN/9/30	7,191	ME/37/30	5,383
MA/5/30	17,360	ME/15/30	7,118	MK/4/30	5,334
5T03/9/30	14,181	2T04/4/30	7,055	MH/21/30	5,307
MN/15/30	13,798	MH/3/30	6,982	MK/2/30	5,257
MK/5/30	13,033	ME/26/30	6,924	MF/6/30	5,243
2T05/12/30	12,518	MN/16/30	6,636	ML/12/30	5,079
MN/6/30	12,472	MC/6/30	6,589	ME/25/30	4,846
MN/2/30	11,844	MF/1/30	6,336	5T01/1/30	4,790
MC/15/30	11,755	5T07/3/30	6,267	MJ/5/30	4,686
MH/15/30	11,518	5T07/10/30	6,261	MC/7/30	4,672
MS/12/30	10,842	ME/7/30	6,159	ML/9/30	4,660
MH/9/30	10,489	3T08/15/30	6,014	MC/11/30	4,652
MN/17/30	9,543	MC/5/30	5,952	ME/9/30	4,528
MN/10/30	9,113	ML/10/30	5,935	3T08/2/30	4,134
MB/6/30	8,805	MH/16/30	5,870	3T08/3/30	4,122
MN/12/30	8,467	MC/12/30	5,818	MN/4/30	4,089
MB/5/30	8,398	ME/8/30	5,818	4T01/1/30	4,084
3T07/17/30	8,269	MF/10/30	5,793	MC/14/30	4,051
ME/28/30	8,257	2T05/1/30	5,757	MF/8/30	4,023
2T04/7/30	8,211	ME/36/30	5,749	MH/4/30	4,009
MF/7/30	7,655	MF/15/30	5,737	MA/3/30	4,001
MH/14/30	7,309	MF/3/30	5,725		
				Total	697,842

Como muestra la tabla todos los circuitos considerados dentro de los más importantes superan los 4km de longitud cada uno. No existe en el inventarios redes subterráneas de 60kV.

3.2. REDES AÉREAS

3.2.1. CANTIDAD SEGÚN INVENTARIO

Para las líneas de subtransmisión se hizo una separación en líneas de 30 y 60 kV. En ambos casos se agruparon según las características constructivas de las mismas (sección y material). También se identificaron las líneas más relevantes, considerando cuales representan el 80% del total de los km de líneas de 30 y 60 kV respectivamente.

30kV			
Sección - Código LAT	Longitud (m)	%	
95 - 95 ALAL	781,934	31.33%	
120 - 150 ALAL	436,807	17.50%	
150 - 150 ALAL	333,401	13.36%	81.43%
95/15 - 95/15 ACSR	294,539	11.80%	
70 - 95 ALAL	185,745	7.44%	
50 - 95 ALAL	173,556	6.95%	
125/30 - 125/30 ACSR	110,803	4.44%	
35 - 95 ALAL	56,954	2.28%	
240/40 - 240/40 ACSR	50,164	2.01%	
50/8 - 95/15 ACSR	39,156	1.57%	
85/15 - 95/15 ACSR	11,374	0.46%	18.57%
16 - 95 ALAL	8,615	0.35%	
25/4 - 95/15 ACSR	5,699	0.23%	
120/12 - 125/30 ACSR	5,563	0.22%	
25 - 95 ALAL	1,623	0.07%	
70 -	128	0.01%	
Total	2,496,061	100.00%	

En el caso de las redes aéreas de 30kV, los calibres más representativos corresponden a 70, 95, 120 y 150 ALAL y 95/15 ACSR. En el caso de las redes aéreas de 60kV el resumen por calibre es el siguiente:

60kV			
Sección - Código LAT	Longitud (m)	%	
150 - 150 ALAL	450,466	52.18%	80.32%
120 - 150 ALAL	242,993	28.14%	
125/30 - 125/30 ACSR	102,954	11.92%	
95/15 - 95/15 ACSR	46,893	5.43%	
95 - 95 ALAL	9,175	1.06%	19.68%
240/40 - 240/40 ACSR	6,337	0.73%	
70 - 95 ALAL	4,552	0.53%	
Total	863,370	100.00%	

En el caso de la red de 60kV las longitudes más representativas corresponden a los calibres 150 ALAL y 120 ALAL.

Se evidencia también que el 75% de los km totales de líneas aéreas de subtransmisión corresponden a líneas de 30 kV y el 25% restante a líneas aéreas de 60kV.

3.2.2. CIRCUITOS RELEVANTES

Se consideraron como circuitos claves aquellos que representan el 80% de la longitud total de las líneas de 30kV y 60kV respectivamente; y se muestran a continuación desagregados por nivel de tensión.

Redes de 30 kV					
Circuito	Longitud (m)	Circuito	Longitud (m)	Circuito	Longitud (m)
3T01/2/30	118,897	3T04/1/30	56,687	2T02/4/30	29,705
2T07/11/30	114,805	2T06/10/30	49,595	2T02/8/30	29,306
2T04/11/30	105,915	2T01/5/30	44,046	4T04/6/30	29,132
4T03/1/30	105,630	5T05/6/30	40,924	5T05/7/30	27,136
5T02/10/30	96,660	2T07/10/30	40,036	4T10/4/30	25,615
2T09/5/30	92,138	4T01/5/30	39,207	5T09/7/30	24,709
2T02/2/30	90,126	2T01/2/30	35,593	5T08/10/30	20,638
5T04/3/30	76,134	4T02/10/30	35,258	2T03/5/30	19,399
3T01/1/30	74,504	5T02/4/30	32,688	2T04/4/30	19,269
5T02/2/30	66,172	4T06/3/30	32,069	5T05/3/30	19,205
2T04/6/30	65,469	4T07/8/30	30,710	5T08/9/30	18,320
3T07/11/30	60,783	4T06/2/30	30,275	MS/9/30	17,927
2T01/1/30	58,163	2T02/1/30	30,055	4T01/2/30	17,510
2T09/4/30	58,052	4T08/9/30	29,743		
				Total	2,496,061

Las líneas de 30kV se encuentran distribuidas en más de 100 circuitos, donde 40 de ellos representan el 80% de los km totales para este nivel de tensión.

Para el caso de 60kV los circuitos relevantes son los siguientes:

Redes de 60kV	
Circuito	Longitud (m)
3T06/1/60	269,350
3T02/2/60	127,188
3T05/1/60	112,236
4T12/3/60	78,926
3T02/4/60	67,441
4T12/2/60	46,672

Las líneas de 60kV se encuentran distribuidas en 16 circuitos, donde 6 de ellos representan el 80% de los km totales para este nivel de tensión, que se muestran en la tabla anterior.

3.3. ESTACIONES

Se desagregaron las estaciones de subtransmisión según su relación de transformación en estaciones de 30kV/MT y de 60kV/MT. Para ambos casos se las categorizo según el código provisto por la empresa y se obtuvo la Potencia instalada total por categoría (o código).

Tipo de edificación EGEO	Relación de transformación		Potencia instalada	%
	30/MT	60/MT	kVA	
En edificio	377.25	-	377.25	12.3%
Especial	7.5	-	7.5	0.2%
Intemperie	502.,8	219.75	722.55	23.6%
Mixto	1,779.15	87.5	1,866.65	61.0%
Modular	87.5	-	87.5	2.9%
Total general	2,754.2	307.250	3,061.45	

Se observa que el 61% de las instalaciones corresponde a estaciones con estructura mixta (exterior e interior) y el 23.6% a instalaciones en intemperie, totalizando el 84.6% de las estaciones de subtransmisión.

Adicionalmente cabe destacar que el 10% de la potencia instalada proviene de estaciones de relación de transformación de 60kV/MT, el 90% restante son todas estaciones de 30kV/MT.

4. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA DE UTE

A continuación se realiza un análisis de la propuesta de inventario desarrollada por UTE para la definición de la remuneración de subtransmisión.

4.1. REDES SUBTERRANEAS

La empresa considera 2 categorías/tipos de conductores, de 240AL y 500AL; la misma asigna todos sus conductores a estas dos categorías.

Cables de subtransmisión re-categorizados

Calibre (inicial – optimizado)	Longitud (m)	% total	% acum
240C API-500A XLPE	174135	25.0%	
500A XLPE-500A XLPE	170,713	24.5%	
120C API-500A XLPE	122,057	17.5%	83%
240A XLPE-240A XLPE	50,796	7.3%	
177C API-500A XLPE	32807	4.7%	
150C API-500A XLPE	29494	4.2%	
50C API-500A XLPE	19540	2.8%	
185C API-500A XLPE	18,461	2.6%	
120C API-240A XLPE	16,141	2.3%	
70C API-240A XLPE	15,617	2.2%	
250C API-500A XLPE	12955	1.9%	16%
70C API-500A XLPE	12,204	1.7%	
240A XLPE-500A XLPE	12,186	1.7%	
185A XLPE-240A XLPE	3,675	0.5%	
240C API-240A XLPE	3,214	0.5%	

Calibre (inicial – optimizado)	Longitud (m)	% total	% acum
50C API-240A XLPE	1,942	0.3%	
185C API-240A XLPE	605	0.1%	
150A XLPE-240A XLPE	442	0.1%	
300C API-500A XLPE	264	0.0%	
120A XLPE-240A XLPE	206	0.0%	1%
50A XLPE-240A XLPE	137	0.0%	
120A XLPE-500A XLPE	100	0.0%	
25A XLPE-240A XLPE	50	0.0%	
630A XLPE-500A XLPE	49	0.0%	
70A API-500A XLPE	29	0.0%	
400A XLPE-500A XLPE	23	0.0%	
TOTAL	697,842		

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

Se concluye que el 87% de la red subterránea de subtransmisión se optimizó considerando el conductor 500 XLPE, situación que UTE explicó indicando que en Montevideo y Punta del Este se está desarrollando la red con ese calibre de conductor. No queda claro el criterio considerado para utilizar ese conductor en casi todos los casos de normalización, por lo que será un punto a tratar en el análisis de la red adaptada.

Una vez categorizados todos los conductores, en resumen la empresa tiene los siguientes km de conductores:

Resumen CAT re-categorizados

Descripción	Cant (Km) según inventario
1KM 1T 1X240AL	92,825
1KM 1T 1X500AL	605,017
Total	697,842

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

4.2. LÍNEAS AEREAS

UTE considera para la recategorización de los calibres de conductores los valores normalizados de 30kV en 5 tipos distintos (150 ALAL, 95 ALAL, 125/30 ASCR, 95/15 ASCR y 240/40 ASCR) obteniendo lo siguiente.

4.2.1. LINEAS DE 30kV

Líneas de AT de 30kV re-categorizados

30kV	Longitud (m)	% grupo	% recategorizado
125/30 ASCR	116,366		
120/12 - 125/30 ASCR	5,563	4.78%	0.22%
125/30 - 125/30 ASCR	110,803	95.22%	
150 ALAL	770,208		37%
120 - 150 ALAL	436,807	56.71%	17.50%
150 - 150 ALAL	333,401	43.29%	
240/40 ASCR	50,164		

30kV	Longitud (m)	% grupo	% re categorizado
240/40 - 240/40 ACSR	50,164		
95 ALAL	1,208,427		
16 - 95 ALAL	8,615	0.71%	
25 - 95 ALAL	1,623	0.13%	
35 - 95 ALAL	56,954	4.71%	17.09%
50 - 95 ALAL	173,556	14.36%	
70 - 95 ALAL	185,745	15.37%	
95 - 95 ALAL	781,934	64.71%	
95/15 ACSR	350,768		
25/4 - 95/15 ACSR	5,699	1.62%	
50/8 - 95/15 ACSR	39,156	11.16%	2.25%
85/15 - 95/15 ACSR	11,374	3.24%	
95/15 - 95/15 ACSR	294,539	83.97%	
Total	249,6061		100%

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

En 30kV, un 37% de los km están re categorizados como líneas de secciones mayores a las reales. Por ejemplo, el 57% de las líneas correspondientes al código 150 ALAL, pertenecen a una e categorización de 120 a 150 de sección de la línea. Otro caso particular es que el 35% de las líneas adaptadas a 95 ALAL se corresponden con un calibre original menor de secciones 16, 25, 35, 50 y 70 llevadas.

Estos casos serán analizados en la etapa de adaptación de las redes a la demanda máxima solicitada por los conductores.

4.2.2. LINEAS DE 60kV

Líneas de AT de 30kV re-categorizados

60kV	Longitud (m)	% re categorizado / total	
125/30 ACSR	102,954		
125/30 - 125/30 ACSR	102,954	100%	
150 ALAL	46,893		
120 - 150 ALAL	46,893	35.04%	
150 - 150 ALAL	693,459	64.96%	
240/40 ACSR	242,993		
240/40 - 240/40 ACSR	450,466	100%	28.67%
95 ALAL	13,727		
70 - 95 ALAL	4,552	33.16%	
95 - 95 ALAL	9,175	66.84%	
95/15 ACSR	6,337		
95/15 - 95/15 ACSR	6,337	100%	
Total	863,370		100%

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

En las líneas de 60kV el 28% de los Km totales se encuentran re categorizados. En las líneas 150 ALAL la re categorización es de un 35% de sus km y en las 95 ALAL es de un 33% de sus km dentro de cada grupo respectivamente.

Nuevamente se observa que el nivel de incremento de las secciones por otras mayores resulta significativo, lo cual se analizará en la etapa de adaptación de las instalaciones a la demanda.

4.3. ESTACIONES

Se realizó un análisis de que cantidad de potencia instalada (en kVA) corresponde a cada tipo de estación (A, B, E, E1, F, C, D, E2, D1, D2, J, G1, H, G, I), se desagregó según su relación de transformación en 30kV/MT o 60 kV/MT; y su tipo de edificación.

4.3.1. ESTACIONES DE 30KV/MT

Estaciones de 30kV/MT por código.

30/MT		30/MT	
	Potencia inst. (kVA)		Potencia inst. (kVA)
E – Interior	1,289,000	D1 – Intemperie	131,750
En edificio	229,750	Intemperie	118,000
Intemperie	23,500	Mixto	13,750
Mixto	963,250	D2 – Intemperie	55,800
Modular	72,500	Intemperie	53,500
E1 – Interior	487,500	Mixto	2,300
En edificio	107,500	J - Mixto	39,500
Mixto	380,000	Mixto	39,500
F – Interior	228,850	G1 - Interior	18,100
En edificio	10,000	En edificio	7,500
Intemperie	16,500	Intemperie	6,850
Mixto	202,350	Mixto	3,750
C – Intemperie	198,500	H – Mixto	8,750
Intemperie	141,750	Mixto	8,750
Mixto	56,750	G – Interior	7,500
D – Intemperie	142,700	En edificio	7,500
Intemperie	132,700	I – Mixto	7,500
Mixto	10,000	Mixto	7,500
E2 – Interior	138,750		
En edificio	15,000		
Especial	7,500		
Intemperie	10,000		
Mixto	91,250		
Modular	15,000		
Total		2,754,200	

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

El 90% de la potencia instalada total corresponde a estaciones de 30kV/MT.

En la siguiente tabla se muestra el detalle de la propuesta realizada para UTE.

Calificación EGEO	30/MT	% asignación
Intemperie	528,750	19.2%
Intemperie	445,950	84%
Mixto	82,800	16%
Interior	2,169,700	78.8%
En edificio	377,250	17%
Especial	7,500	0%
Intemperie	56,850	3%
Mixto	1,640,600	76%
Modular	87,500	4%
Mixta	55,750	2.0%
Mixto	55,750	100%
Total general	2,754,200	

La propuesta desarrollada por UTE incorpora el 78.8% de las subestaciones de 30kV/MT como interior, principalmente por la consideración de las actuales mixtas, optimizadas como interior. Este criterio se evaluará en la etapa de adaptación a la demanda, considerando el código ADT de las subestaciones solicitado a UTE.

4.3.2. ESTACIONES DE 60KV/MT

Estaciones de 60kV/MT por código

60/MT	Potencia inst. (kVA)
A – Intemperie	208,500
Intemperie	139,750
Mixto	68,750
B – Intemperie	80,000
Intemperie	80,000
E – Interior	18,750
Mixto	18,750
Total	307,250

Fuente: elaboración propia sobre la base de datos de UTE entregada por URSEA

Las estaciones de 60kV/MT conforman únicamente el 10% de la potencia total instalada. En la siguiente tabla se muestra la adaptación de las subestaciones.

Calificación EGEO	60/MT	% asignación
Intemperie	288,500	93.9%
Intemperie	219,750	76%
Mixto	68,750	24%
Interior	18,750	6.1%
En edificio		0%
Especial		0%
Intemperie		0%
Mixto	18,750	100%
Modular		0%
Mixta		0.0%
Mixto		100%
Total general	307,250	

Del análisis de la propuesta desarrollada por UTE se evidencia que 93% de las instalaciones se mantuvo como intemperie y de las mixtas el 6.1% se mantuvo como interior.

5. CONCLUSIONES

- En primera instancia, las cantidades presentadas por UTE en el inventario resultan adecuadas, habiéndose extraído de la base EGEO en la que se representa la red georeferenciada.
- Adicionalmente se contrastaron las cantidades informadas en el inventario con los esquemas unifilares y las mediciones de alimentadores de subtransmisión y subestaciones transformadoras.
- Las variables de mediciones informadas para cada circuito están dadas para la condición de máxima corriente en operación normal del sistema, por lo que para el estudio de adaptación se analizaron los casos de respaldo con base en los unifilares de subtransmisión y se realizaron comunicaciones con UTE para transmitir las consultas acerca de los criterios generales utilizados para la definición de los respaldos en circuitos y estaciones transformadoras
- Para adaptar las estaciones transformadoras a las unidades normalizadas y considerar su característica interior o exterior, se considerará la clasificación en ADT solicitada a UTE, y complementariamente los valores de corriente máxima propia y criterios de reserva para definir los MVA instalados en cada caso
- Para adaptar los cables y líneas de subtransmisión se considerará la corriente máxima en operación normal y los criterios de respaldo que puedan resultar del análisis de los unifilares de cada estación transformadora
- Las resoluciones de compra presentadas por UTE presenta información de suministro de servicio y materiales, pero en muchos casos no es posible su utilización para la comparación de los costos unitarios. Sin embargo, se ha realizado la búsqueda en el sitio web de compras de UTE correspondiente a los materiales clave componentes de la subtransmisión, pudiendo contrastar los valores presentados.
- Respecto de la propuesta realizada por UTE, existen dos puntos relevantes que son la adaptación de estaciones transformadoras mixtas en interior con una diferencia de costos unitario respecto de la intemperie de 35% y la adaptación de los cables subterráneos prácticamente a una única de sección de 500 XLPE

VNR ADAPTADO DE SUBTRANSMISIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El Poder Ejecutivo encomendó a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) la determinación de los ingresos a reconocer para las actividades de transmisión y Subtransmisión de la Energía Eléctrica, servicio que es prestado por la Empresa UTE, y de aplicación a partir del 1° de Enero de 2013. Adicionalmente, la URSEA debe proponer una fórmula para la actualización de los cargos a aplicarse durante el periodo tarifario.

En la actividad de Subtransmisión a remuneración, también denominado Valor Agregado de Subtransmisión (VAST) corresponde a los costos eficientes propios de la actividad de transporte prestada a través de instalaciones de subtransmisión, que de acuerdo a la normativa vigente, la remuneración reconocida para las instalaciones del Sistema de se calculará de acuerdo a los siguientes criterios:

4. Definición de la Base de Remuneración Regulatoria.
 - c) Activos a reconocer. En primer término corresponde determinar los activos en servicio a ser remunerados, a saber: las líneas de Media Tensión y las estaciones de transformación Media-Media Tensión.
 - d) Calculo de la tasa de rentabilidad reconocida.
5. Estimación de los costos eficientes de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).
6. Otros costos, necesarios para desarrollar la actividad, incluyendo tributos del sector.

En el presente informe se la determinación del VNR adaptado de subtransmisión que formará parte del reconocimiento del costo de capital en el valor agregado de subtransmisión VAST. En este se muestran los resultados y observaciones obtenidas del análisis de los unifilares y cargas del sistema, la adaptación a la demanda, el análisis de los costos unitarios, y la determinación del VNR adaptado.

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidades del VNR para distintos escenarios y se presentan las conclusiones del estudio.

2. INFORMACIÓN RECIBIDA

A través de URSEA, se solicitó información a UTE correspondiente a las instalaciones utilizadas para la prestación del servicio de subtransmisión de la energía eléctrica, correspondiente a cables subterráneos, líneas aéreas y subestaciones.

UTE entregó la información solicitada con base en el sistema GIS que posee, indicando para cada grupo componente de la red, la cantidad de instalaciones, calibres de conductor, y capacidades como la información más relevante. Adicionalmente, se solicitaron los diagramas unifilares de las redes asociadas a las subestaciones de subtransmisión y las cargas de cada uno de ellos, información que fue entregada en tiempo y forma por UTE.

El inventario de subtransmisión presentado por UTE corresponde al archivo "inventario de ST_2011_2012.xls", en el que figura la información detallada sobre los cables y líneas de MT correspondientes a la red de subtransmisión y las subestaciones de subtransmisión de acuerdo al siguiente detalle:

- Subestaciones
 - Estación

-
- Nombre
 - Cant. de transformadores
 - Potencia inst. (kVA)
 - Tipo de edificación EGEO
 - Relación de transformación
 - Código⁴
 - Cables
 - Salida
 - Tension (V)
 - Sección
 - Material
 - Aislación del conductor
 - Código⁵
 - Longitud (m)
 - Codigo Interfase
 - Líneas
 - Salida
 - Tensión (V)
 - Sección
 - Material
 - Código⁶
 - Longitud (m)
 - Codigo Interfase

Adicionalmente se informaron los transformadores de respaldo frio con los que cuenta UTE y las celdas de puesta de clientes de subtransmisión.

Respecto de las variables físicas de medición de carga de las instalaciones contamos con la siguiente información:

⁴ El código corresponde a la asignación de subestaciones de subtransmisión de acuerdo a la adaptación a los tipos normados realizado por UTE

⁵ El código corresponde a la asignación del conductor de acuerdo a la adaptación a los calibres normados para redes de subtransmisión subterráneas realizado por UTE

⁶ El código corresponde a la asignación del conductor de acuerdo a la adaptación a los calibres normados para redes de subtransmisión aéreas realizado por UTE

-
- Cables y líneas: corriente máxima del año 2011 correspondiente al estado de operación normal de la red
 - Estaciones: Código y Nombre, Potencia instalada (kVA), Potencia máxima propia (kVA), Potencia máxima ajustada a la salida (kVA) y Factor de potencia

Esta información se utilizó para el análisis de la adaptación a la demanda de las instalaciones. Adicionalmente se consultó con UTE los criterios de respaldo considerados tanto para Estaciones como para redes de subtrasmisión.

Respecto de los costos unitarios, UTE informó los valores de las unidades constructivas por componente de la red (archivo Presupuestos VAST (11-8-2011).xls) desagregado en:

- Material UTE
- Material Contratista
- Montaje
- Monto Imponible
- Cargas sociales
- Imprevistos
- Ingeniería y administración

La fuente de información de los costos unitarios para materiales y montaje es el sistema de gestión contable de UTE, el cual de acuerdo a lo informado recoge en el caso de materiales UTE, la última compra ingresada al sistema contable y en cuanto a Material Contratista y Montaje, se calcula en función del promedio correspondiente al año anterior.

Para el análisis de las instalaciones de subtrasmisión se trabajó con la información del inventario presentado en el Informe N°1 de avance, los esquemas unifilares de las subestaciones de transmisión/subtrasmisión y los datos de las cargas máximas de las subestaciones de subtrasmisión de 60kV/MT y 30kV/MT, así como también el registro de la carga máxima de los circuitos de subtrasmisión en operación normal para el año 2011.

A continuación se muestra un ejemplo de la información analizada para el caso de la subestación Artigas.

Tabla 2 - Potencia máxima de subestaciones subtransmisión asociadas a 2T03

Estación	Salida	ADT	Nombre	Relación	Pinst (kVA) 2011	Pmax propia (kVA)	Pmax ajustada a salida (kVA)	Factor de potencia
2005	2T03/4/30	2	ARTIGAS I	30/MT	12,500	6	6	0.92
2006	2T03/10/30	2	ARTIGAS II	30/MT	15,000	8	8	0.92
2060	2T03/2/30	5	ARTIGAS 3	30/MT	3,100	2	2	0.92
2068	2T03/5/30	5	PARADA FARIÑA	30/MT	1,500	1	1	0.92

Estos datos se utilizaron para determinar los módulos óptimos de transformación para cada subestación.

3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS UNITARIOS

La definición de los costos unitarios para valorizar las redes representa uno de los puntos clave de las revisiones tarifarias. Tal es así que en algunos países se definen a priori el costo de las unidades constructivas (UUC) de manera de allanar el camino hacia la definición del VNR y concentrar la discusión en las instalaciones a reconocer.

Adicionalmente, las empresas prestadoras de servicio eléctrico, cuentan con toda la información de soporte contable de los montos erogados en la construcción de las obras, resultando dificultoso para el regulador la discusión acerca de la razonabilidad de los costos incurridos.

En el caso de la definición de los costos unitarios de subtransmisión de UTE, existe una metodología para la definición de la estructura costos de las unidades constructivas, la cual contempla los siguientes ítems:

- Materiales UTE
- Materiales Contratista
- Montaje (incluye mat contratista y cargas sociales)

El cálculo del costo total se compone de la siguiente manera:

- Materiales UTE (A)
- Material contratista (B)
- Montaje (C)
- Cargas sociales = 0,7 x monto imponible (D)
- Imprevistos = 10% x (B+C+D) (E)
- Ing y Adm = 12% x (A+B+C+D+E) (F)
- Costo de la UC = A+B+C+D+E+F

Conceptualmente, el reconocimiento de imprevistos a los efectos del estudio tarifario no representa un parámetro de eficiencia, si bien es claro que pueden ocurrir desvíos durante la construcción de las obras, también existe la posibilidad que como consecuencia del proceso

de adquisición en la construcción de las obras resulten valores menores a los reconocidos, formando parte del riesgo del negocio de la empresa. Sin embargo, dado el proceso de formación de precios para presupuesto con base en unidades constructivas estándar puede darse en la realidad ajustes al presupuesto que contemplen costos extras en la etapa de montaje de los equipos, principalmente asociados al desarrollo de las fundaciones. El desarrollo de desvíos o cambios de traza respecto del presupuesto no generar adicional ya dicho valor se verá reflejado en el cómputo de instalaciones final.

Por tal motivo, se adopta un valor máximo de 5% del costo del montaje incluido en las unidades constructivas para presupuesto de líneas, cables y subestaciones, en concepto de “apartamiento de los precios base”⁷. Queda claro que en el caso de obras llave en mano desarrolladas por el contratista, este valor deberá ser igual a 0%. En las subsiguientes revisiones tarifarias, se recomienda que para determinar el porcentaje a reconocer por este concepto, UTE presente la información de los costos unitarios totales presupuestados con base a unidades constructivas sin considerar imprevistos y los costos unitarios totales efectivamente pagados de acuerdo a la contabilidad en moneda constante, con un máximo de 5% del valor del montaje.

Adicionalmente por concepto de servidumbre se reconocerá un monto equivalente al valor presente del alquiler anual de una franja de servidumbre de 30 metros de ancho cuyos valores resultan USD 4,805 por km, representando en promedio aproximadamente el 7% del costo de la unidad constructiva de líneas de 30kV y 60kV. Este valor está calculado como el área del ancho de la franja multiplicado por el valor anual promedio del arrendamiento de tierras para uso agropecuario de la Serie “Precio de la Tierra” que publica periódicamente el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, que para el año 2011 corresponde a un valor de 152 USD/Ha/año.

Dado que no todas las líneas se encuentran afectadas por el pago de servidumbres, ya que muchas de ellas unen ciudades y se desarrollan a un costado de caminos internos de campos, rutas, y adicionalmente muchos terrenos no son de uso agropecuario con lo cual el valor de la tierra es menor, se considera que el 70% de las líneas de 60kV y el 30% de las de 30kV estarán afectadas por el pago de servidumbre. En la próxima revisión tarifaria, dicho valor deberá ser justificado por UTE, indicando debidamente qué porcentaje de km las líneas se desarrollan a través de campos o terrenos privados con el consecuente pago de servidumbre.

Al igual que la servidumbre, se reconocerá un monto asociado con el terreno que es necesario disponer para la instalación de las subestaciones de subtransmisión. Dicho valor se determina como el 2% del costo de la unidad constructiva para las de intemperie y 8% para las de interior.

Sobre los precios de los materiales, UTE indica que: “...los precios resultantes de licitaciones son los más adecuados para representar los precios del mercado en la cual actúan. En particular, UTE como ente autónomo realiza las compras de materiales al amparo del Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), del Decreto del Poder Ejecutivo W 013/2009, del 13 de enero de 2009, de preferencia a los bienes de procedencia nacional, del Decreto del Poder Ejecutivo W 371/2010, del 14 de diciembre de 2010, para el desarrollo de la micro, pequeña y mediana empresa, así como el resto de la reglamentación aplicable a los entes autónomos.”

Para la revisión de los costos informados por UTE para subtransmisión, se tomó como referencia costos unitarios de Perú, Argentina, Chile, Guatemala y adicionalmente se

⁷ Precios base se refiere a aquellos determinados con base en unidades constructivas de UTE subtransmisión que no incluyen este concepto

analizaron las resoluciones de adjudicación publicadas en la página web de UTE y las recibidas como parte del pedido de información.

Sobre este último caso, debemos aclarar que ha resultado dificultoso su análisis, ya que las muchas de ellas corresponden a ampliaciones de contrato de suministro, trabajo de adecuación de instalaciones, o resultan muy generales en su descripción siendo imposible sacar alguna conclusión para su traslado a la valorización de las UCC.

En contrapartida a esto, en la web de UTE-compras, se pueden consultar las resoluciones de adjudicación (http://www.ute.com.uy/compras/asp_compras/resoluciones.asp), en las que se puede encontrar los costos de obras cerradas, como por ejemplo:

- 13GR032011-OBRA CIV Y MONT EST 30-15
- 14GG021811-OBRA CIV Y MONT EST 30-6
- 23GG015411-CELDAS 36 KV MONTEVIDEO
- 41GG13708-CELDAS 24 Y 36 KV
- 41GG014711-CABLE 60 XLPE 630
- 42GR16207-ACSR HAWK
- 42GR029409 Cables ACSR y ALAL
- RE114708 Transformadores de Potencia

Finalmente se reconocerá un porcentaje correspondiente a los intereses intercalares asociados con el desarrollo de las obras, que representa el 5% del valor de la unidad constructiva total.

A continuación se muestra el análisis realizado para Cables Subterráneos, Líneas Aéreas y Subestaciones.

3.1. AJUSTE DE PRECIOS INTERNACIONALES

Este ajuste tiene por objetivo eliminar el efecto de la diferencia en la capacidad de compra de cada moneda con el sentido de considerar las diferencias en niveles de precios que pueden existir con respecto a Uruguay. Para lo cual se ha procedido a homogeneizar estos valores ajustando los costos y gastos obtenidos mediante la aplicación del índice de la paridad del poder de compra ("Purchasing Power Parity" o PPP⁸). 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 (por ejemplo Brasil) y se referencia a Uruguay afectándolo por la siguiente relación:

$$Costo_{URU} = \frac{Costo_{PAIS_ORIGEN}}{\left(\frac{PPP_{PAIS-ORIGEN}}{TC_{PAIS-ORIGEN}}\right)} * \left(\frac{PPP_{PAIS-URU}}{TC_{PAIS-URU}}\right) \quad [1]$$

⁸Fuente PPP: Fondo Monetario Internacional, en su página WEB

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.

Tabla 3 - Indicadores de Purchasing Power Parity (PPP) y Tasa cambiaria

PPP	4,89	401,06	1,61	2.568	17,72
Tasa de Cambio (TC)	7,79	483,76	2,80	4.14	19,25
PPP/TC	0,628	0,829	0,575	0.621	0,921

En el caso de líneas aéreas el ajuste de los bienes no transables se realizó sobre el 55 % del total. Este valor se obtuvo de valores promedios de líneas de Perú. Es decir que sobre el valor original.

$$Precio_ajus = P_0 * (NoTrans \% * PPP + Trans\%)$$

Donde:

Precio_ajustado: Precio de referencia ajustado por Purchasing Power Parity (PPP).

P0: Precio de referencia sin ajustar por bien transable.

No Trans%: Porcentaje del bien no Transable, o componente nacional.

Trans%: Porcentaje del bien Transable, o componente extranjera más componentes de aluminio o cobre.

Para el caso de subtrasmisión se consideró como porcentaje transable el 30% de acuerdo a información de UTE y Chile, en los cuales contábamos con la información desagregada. Los factores de actualización resultantes son:

Tabla 4 - Factores de referencia PPP

País	Valores a referenciar a Uruguay	Factor
Perú	Índice para tomar valores de Perú y referenciar a Uruguay	1.602
Chile	Índice para tomar valores de Chile y referenciar a Uruguay	1.111
Guatemala	Índice para tomar valores de Guatemala y referenciar a Uruguay	1.467

País	Valores a referenciar a Uruguay	Factor
Argentina	Índice para tomar valores de Argentina y referenciar a Uruguay	1.484
Uruguay	País de Referencia	1.000

Estos factores se utilizaron para trasladar el componente de mano de obra de un país determinado a Uruguay.

3.2. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS Y AÉREAS

Para las unidades constructivas normalizadas utilizadas por UTE, se buscó identificar un costo de referencia utilizado en procesos tarifarios similares en otros países de la región: Perú, Chile, Argentina, Guatemala.

Tabla 5 - Compara costos unitarios Líneas y Cables

9		UTE	Perú 2009	Arg 2011	Chile 2011	Guatemala 2011
	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR95/15	USD/km	59,886	62,146	-	-
	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR125/30	USD/km	60,971	68,203	-	-
	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR240/40	USD/km	75,445	97,416	-	88,533
	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL 95	USD/km	60,291	-	49,143	-
	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	USD/km	60,996	-	62,576	67,961
	-	-	-	-	-	-
	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 125/30	USD/km	64,956	75,706	79,150	-
	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 240/40	USD/km	79,791	100,813	95,666	86,770
	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	USD/km	73,068	-	-	-
	-	-	-	-	-	-
	CABLE 1KM 1T 1X240AL	USD/km	212,582	-	-	-
	CABLE 1KM 1T 1X500AL	USD/km	231,605	-	286,262	322,952

En el caso de las líneas aéreas de 30kV y 60kV los valores presentados por UTE representan valores aceptables respecto de las referencias internacionales analizadas. Esto a diferencia de lo que ocurre en transmisión muestra que a nivel de Subtransmisión se logra un suministro mucho más eficiente sumado a que la estructura de costos en Subtransmisión presenta un componente local mayor que transmisión obteniendo una mayor competitividad en este sector.

Luego del primer análisis macro, se revisaron las actas correspondientes a los materiales que componen las unidades constructivas a partir de las resoluciones de compra G.R. 294/09 y G.G. 218/09. Los costos de los cables 2009 se trasladaron en pesos uruguayos a 2011 mediante al paramétrica considerada en las actas y luego convertida nuevamente a dólares a tipo de cambio de 2011.

$$P = P_o (0,30 + 0,48 A/A_o + 0,22 St/St_o)$$

El índice de ajuste resultante para actualizar de 2009 a 2011 resultó de 1.049 y considerando el efecto del tipo cambio la variación resulta de 0.28%. En la siguiente tabla se muestra la comparación de los costos de las unidades constructivas y los costos obtenidos de las resoluciones de adjudicación.

Tabla 6 - Compara costos de Líneas y Cables

	\$UY	USD2011	USD2011	Dif
M LINEA AEREA TRIFASICA ACSR 240/40	246.58	12.65	10.29	22.9%
M LINEA AEREA TRIFASICA MT ACSR 125/30	159.51	8.18	6.24	31.0%
M LINEA AEREA TRIFASICA MT ACSR 95/15	108.74	5.58	4.26	31.0%
M LINEA AEREA TRIFASICA MT AL-AL 150 MM2	126.75	6.50	5.69	14.3%
M LINEA AEREA TRIFASICA MT ACSR 95/15	108.74	5.58	3.70	50.8%
M LINEA TRIFASICA A.T. SUBTERRANEA RHV 18/30 KV 3X1X240 K AL + H16	640.17	32.83	35.96	-8.7%
M LINEA TRIFASICA A.T. SUBTERRANEA RHV 18/30 KV 3X1X500 K AL + H16	943.2	48.37	54.25	-10.8%

Se observa que en cables aéreos las diferencias respecto de las resoluciones es entre 14%-50% mientras que en cables subterráneos la diferencia es de -8.7% y -10.8% para el cable de 240 y 500 respectivamente.

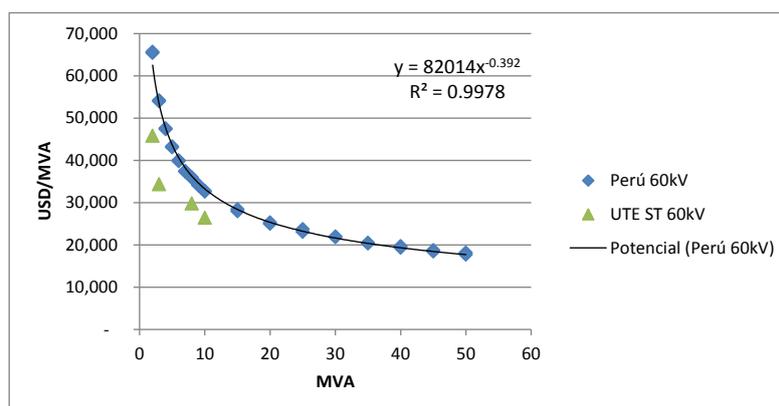
Se concluye que se ajustaran los costos de los conductores a los valores obtenidos de las resoluciones.

3.3. SUBESTACIONES DE SUBTRANSMISIÓN

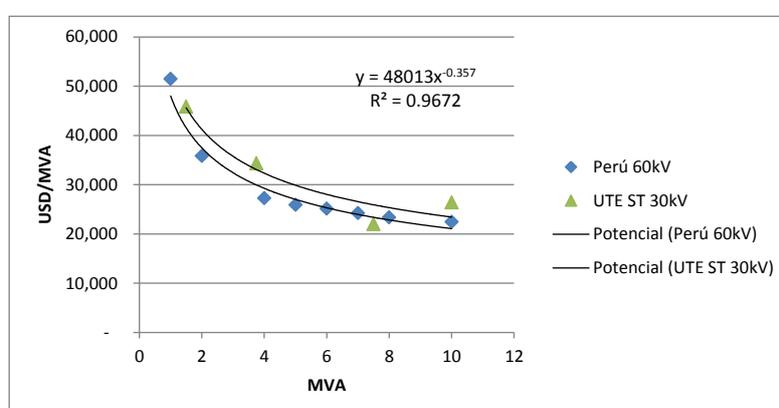
El análisis del costo unitario de las subestaciones de subtransmisión 60kV/MT y 30kV/MT, se focalizó en los principales componentes que son el transformador y las celdas. Para ellos se analizaron los costos de compra indicados en las resoluciones de adjudicación presentadas por UTE y adicionalmente se realizó una comparación con los valores de referencia de Perú.

Respecto del costo de los transformadores, obtuvimos los siguientes resultados para 60kV y 30kV:

Gráfica 2 - Comparación costos unitarios transformador 60kV



Gráfica 3 - Comparación costos unitarios transformador 30kV



En el caso de 60kV los transformadores presentan un valor eficiente inferior a la referencia considerada en las UCC por UTE y levemente por encima en el caso de 30kV. En este último caso, las diferencias respecto de los valores de referencia son los siguientes:

Tabla 7 - Compara costos unitarios

MVA	UTE	Perú	Dif.	Perú (tendencia)	
	USD/MVA	USD/MVA		USD/MVA	Dif.
3.75	34,363	27,279	26%	29,952	15%
7.5	22,019	24,226	-9%	23,386	-6%
1.5	45,840	61,590	-26%	41,543	10%
10	26,416	22,445	18%	21,104	25%

Se desprende de la comparación que en los casos de 7.5 y 1.5 MVA el costo del transformador se encuentra en el entorno de la tendencia, pero en el caso de los transformadores de 3.75MVA y 10MVA el costo unitario es un 15% y 25% superior respectivamente. Si consideramos el impacto total en la cantidad de transformadores instalados se obtiene lo siguiente:

Tabla 8 - Variación ponderada con MVA totales

Módulo		MVA	Dif.	Dif. (tend)
C	31,5/15 2*7,5 MVA Intemperie	15	-9.1%	-5.8%
D	31,5/15 1*7,5 MVA Intemperie	7.5	-9.1%	-5.8%
D1	31,5/15 1*3,75 MVA Intemperie	3.75	26.0%	14.7%
D2	31,5/15 1*1,5 MVA Intemperie	1.5	-25.6%	10.3%
E	31,5/6 3*10 MVA Interior	30	17.7%	25.2%
E1	31,5/6 2*10 MVA Interior	20	17.7%	25.2%
E2	31,5/6 1*10 MVA Interior	10	17.7%	25.2%
F	31,5/15 2*7,5 MVA Interior	15	-9.1%	-5.8%
G	31,5/15 1*7,5 MVA Interior	7.5	-9.1%	-5.8%
G1	31,5/15 1*3,75 MVA Interior	3.75	26.0%	14.7%
H	31,5/6 1*10 MVA Ext-Int	10	17.7%	25.2%
I	31,5/6 2*10 MVA Ext-Int	20	17.7%	25.2%
J	31,5/15 1*7,5 MVA Ext-Int	7.5	-9.1%	-5.8%
Impacto ponderado UTE vs. referencia			10.8%	16.9%

Se recomienda reducir el costo de los transformadores de 30kV considerados en las UCC en un 10% respecto del valor presentado por UTE, y en el caso de 60kV mantener el valor presentado por UTE.

Comparando el costo adoptado con los correspondientes a la resolución de adjudicación de UTE se obtienen los siguientes resultados:

	Material Euros 2008	Mat + Gastos Euros 2008	Euros 2011	USD 2011	\$UY 2011	\$UY 2011 UCC	Diferencia respecto valor UTE
TRANSF. POT 30/15 3.75 MVA	58,100	84,245.00	88,658	114,861	2,239,797	2,512,763	12.2%
TRANSF. POT 30/15 7.5 MVA	89,500	129,775.00	136,574	176,938	3,450,290	3,220,215	-6.7%
TRANSF. POT 30/6 10 MVA	118,800	172,260.00	181,284	234,863	4,579,827	5,151,087	12.5%
TRANSF. POT 60/15 7.5 MVA	121,200	175,740.00	184,947	239,608	4,672,348	4,360,783	-6.7%

El cálculo se compuso a partir del costo de los materiales, adicionando los gastos como un factor que surge de los valores de la resolución igual a 1.45. El tipo de cambio 2011 19.5 \$UY/USD y 1.29555 USD/Euro. El factor que surge de la paramétrica indicada en la resolución para llevar a 2011 es igual 1.0524.

Se evidencia que los valores adoptados se encuentran en el orden de los presentados por UTE, adoptando éstos últimos para los casos en que se presentó información de resoluciones de adjudicación.

Desarrollando la comparación de las celdas de subtransmisión, ha sido posible comparar los costos incluidos en las UCC respecto de las resoluciones de adquisición resultando los siguientes valores:

Tabla 9 - Variación en los costos de las celdas

	UTE UCC ST		Resoluciones UTE		Adoptado
	\$UY	USD2011	USD2011	Dif	USD2011
CELDA ACOPLE 36KV 1250A 25KA	631,852	32,403	29,488	9.9%	29,488
CELDA DE CORTE C/DISYUNTOR CES-D 36KV	459,209	23,549	21,708	8.5%	21,708
CELDA DE MEDIDA DE TENSIÓN 36KV	213,081	10,927	10,073	8.5%	10,073
CELDA DE TRANSFORMADOR 24KV 1250A 16KA	354,662	18,188	18,794	-3.2%	18,188
CELDA E/S 36 KV 1250A DERIV 1250A 25KA	543,553	27,874	25,367	9.9%	25,367
CELDA M.C DE E/S 24KV 25KA C/NEUT ATERRA	358,082	18,363	18,980	-3.2%	18,363
CELDA M.C DE MEDIDA 24KV 16KA	213,065	10,926	11,090	-1.5%	10,926
CELDA M.C DE MEDIDA 36KV	378,061	19,388	17,644	9.9%	17,644
CELDA M.C DE SECCIONAMIENTO 24KV 16KA	365,041	18,720	19,359	-3.3%	18,720
CELDA M.C DE SERVICIOS AUXILIARES 36KV	582,165	29,855	27,169	9.9%	27,169
CELDA M.C DE SUBIDA M.C. DE BARRAS 36KV	278,689	14,292	13,006	9.9%	13,006
CELDA M.C DE SUBIDA MC BARRAS 24KV 16KA	117,520	6,027	5,891	2.3%	5,891
CELDA M.C DE TRANSFORMADOR 24KV 25KA	373,791	19,169	19,835	-3.4%	19,169
CELDA M.C DE TRANSFORMADOR 36KV	661,470	33,922	30,871	9.9%	30,871

Para la comparación de los costos unitarios de las celdas, se analizaron las resoluciones de adquisición, principalmente se tomó como referencia la RESOLUCION G.G. 219/09, considerando el costo unitario en moneda de origen del año base, llevado a 2011 por CPI USA (4.5%), considerando un porcentaje de 3.53% por concepto de flete exterior, terrestre hasta frontera y terrestre en territorio nacional.

En promedio se observan que los costos de las celdas incorporados en las UCC se encuentran un 10% por encima de los valores de referencia de las resoluciones, si bien hay casos que el valor utilizado es menor, adoptándose el menor de ambos.

3.4. COSTOS UNITARIOS ADOPTADOS

Como consecuencia del análisis realizado se presentan los siguientes valores de las unidades constructivas a ser utilizados para el cálculo del VNR.

Tabla 10 - Costos Unitarios resumen adoptados

1KM 1T 1X240AL	USD/km	212.805
1KM 1T 1X500AL	USD/km	232.701
LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR95/15	USD/km	56.083
LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR125/30	USD/km	60.511
LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR240/40	USD/km	74.644
LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL 95	USD/km	57.207
LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	USD/km	61.760
LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 125/30	USD/km	66.671
LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 240/40	USD/km	81.172
LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	USD/km	75.923
60/15 2*7,5 MVA Intemperie	USD	1.822.438
60/15 1*7,5 MVA Intemperie	USD	1.033.566
30/15 2*7,5 MVA Intemperie	USD	1.323.821
30/15 1*7,5 MVA Intemperie	USD	821.333
30/15 1*3,75 MVA Intemperie	USD	723.508
30/15 1*1,5 MVA Intemperie	USD	656.139
30/6 3*10 MVA interior	USD	2.556.196
30/6 2*10 MVA interior	USD	1.995.423
30/6 1*10 MVA interior	USD	1.204.680
30/15 2*7,5 MVA interior	USD	1.806.734
30/15 1*7,5 MVA interior	USD	1.068.341
30/15 1*3,75 MVA interior	USD	988.975
30/6 1*10 MVA Ext-Int	USD	1.012.060
30/6 2*10 MVA Ext-Int	USD	1.555.572
30/15 1x7.5 MVA Ext-Int	USD	981.601
Secciones Puesto Cliente E/S 60KV Ext	USD	171.841
Secciones Puesto Cliente E/S 30KV Int	USD	16.828

Estos costos serán utilizados para el cálculo del VNR y consideran los conceptos de Materiales UTE, Materiales contratista, Montaje contratista, Apartamientos durante la construcción, Cargas sociales, Servidumbre y Terrenos, Ingeniería y Administración e Intereses Intercalares.

En la siguiente tabla se muestran la formación de costos para cada unidad constructiva.

Descripción		Material UTE	Material Contratista	Montaje	Ajustes Obra	Carga Social	Ing & Adm	Serv & Terr	Int Inter	Total \$UY	Total USD
1KM 1T 1X240AL	USD/km	730.927	254.766	1.949.567	97.478.35	495.915	423.438	-	197.605	4.149.697	212.805
1KM 1T 1X500AL	USD/km	1.038.848	254.766	1.965.889	98.294.44	500.759	463.027	-	216.079	4.537.662	232.701
LINEA 30 kV ST ACSR95/15	USD/km	296.723	226.906	303.894	15.195	62.139	108.583	28.109	52.077	1.093.626	56.083
LINEA 30 kV ST ACSR125/30	USD/km	344.819	226.219	324.620	16.231	66.384	117.393	28.109	56.189	1.179.964	60.511
LINEA 30 kV ST ACSR240/40	USD/km	461.490	290.114	367.089	18.354	75.573	145.514	28.109	69.312	1.455.556	74.644
LINEA 30 kV ST ALAL 95	USD/km	294.098	238.416	311.383	15.569	64.026	110.819	28.109	53.121	1.115.541	57.207
LINEA 30 kV ST ALAL150	USD/km	346.729	239.323	329.043	16.452	67.433	119.878	28.109	57.348	1.204.316	61.760
LINEA 60 KV ST ACSR 125/30	USD/km	408.524	236.997	320.936	16.047	64.451	125.635	65.588	61.909	1.300.087	66.671
LINEA 60 KV ST ACSR 240/40	USD/km	530.103	303.650	362.377	18.119	73.156	154.489	65.588	75.374	1.582.856	81.172
LINEA 60 KV STALAL150	USD/km	415.835	258.129	409.361	20.468	96.566	144.043	65.588	70.500	1.480.490	75.923
60/15 2*7,5 MVA Intemperie	USD	18.296.109	2.426.965	7.005.603	350.280.15	1.547.505	3.555.175	663.633	1.692.264	35.537.534	1.822.438
60/15 1*7,5 MVA Intemperie	USD	9.292.643	1.455.180	4.843.421	242.171.06	968.750	2.016.260	376.369	959.740	20.154.534	1.033.566
30/15 2*7,5 MVA Intemperie	USD	12.724.487	2.997.501	4.598.217	229.910.87	970.582	2.582.484	482.064	1.229.262	25.814.509	1.323.821
30/15 1*7,5 MVA Intemperie	USD	6.923.134	1.929.292	3.565.090	178.254.48	756.228	1.602.240	299.085	762.666	16.015.988	821.333
30/15 1*3,75 MVA Intemperie	USD	5.554.001	1.929.292	3.388.842	169.442.12	720.125	1.411.404	263.462	671.828	14.108.396	723.508
30/15 1*1,5 MVA Intemperie	USD	4.523.162	1.915.144	3.347.112	167.355.61	713.745	1.279.982	238.930	609.271	12.794.701	656.139
30/6 3*10 MVA interior	USD	29.451.094	1.364.915	6.680.660	334.033.01	1.415.508	4.709.545	3.516.460	2.373.611	49.845.827	2.556.196
30/6 2*10 MVA interior	USD	20.760.380	1.922.835	6.269.440	313.471.99	1.370.325	3.676.374	2.745.026	1.852.893	38.910.745	1.995.423
30/6 1*10 MVA interior	USD	11.245.148	1.545.110	4.538.297	226.914.83	940.416	2.219.506	1.657.231	1.118.631	23.491.254	1.204.680
30/15 2*7,5 MVA interior	USD	17.876.541	1.911.254	6.267.045	313.352.26	1.371.258	3.328.734	2.485.455	1.677.682	35.231.321	1.806.734
30/15 1*7,5 MVA interior	USD	9.154.792	1.545.110	4.535.771	226.788.54	940.168	1.968.316	1.469.676	992.031	20.832.652	1.068.341
30/15 1*3,75 MVA interior	USD	7.944.299	1.545.110	4.528.766	226.438.28	939.482	1.822.091	1.360.495	918.334	19.285.015	988.975
30/6 1*10 MVA Ext-Int	USD	7.945.183	2.386.780	4.812.093	240.604.65	1.067.902	1.974.307	368.537	939.770	19.735.178	1.012.060
30/6 2*10 MVA Ext-Int	USD	15.079.363	2.887.265	5.755.739	287.786.93	1.278.002	3.034.579	566.455	1.444.459	30.333.649	1.555.572
30/15 1x7.5 MVA Ext-Int	USD	7.452.923	2.386.780	4.809.567	240.478.36	1.067.654	1.914.888	357.446	911.487	19.141.225	981.601
Secciones Puesto Cliente E/S 60KV Ext	USD	1.752.061	476.735	495.294	24.764.69	100.556	341.929	-	159.567	3.350.907	171.841
Secciones Puesto Cliente E/S 30KV Int	USD	246.971	12.775	13.629	681.46	4.972	33.483	-	15.626	328.137	16.828

Los valores de la tabla anterior están expresados a abril de 2011 considerando un tipo de cambio de 19.50 \$UY/USD.

4. DETERMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES ADAPTADAS

El cálculo de la Base de Remuneración Regulatoria empleará la metodología del Valor a Nuevo de Reposición (VNR). El VNR es el valor a nuevo de reposición de una red de referencia que se define como aquella capaz de atender la demanda real minimizando los costos económicos, conforme a su ubicación geográfica actual y teniendo en cuenta los usos, costumbres y estacionalidades existentes.

El método consiste en valorizar los activos en servicio de la empresa conforme a la última tecnología disponible para una red cuya traza es la de la empresa real pero adaptada a la demanda. Luego, la adaptación de las instalaciones consiste en la optimización de la misma acorde a criterios técnicos económicos que incluyen la valorización del costo de las pérdidas técnicas en la red de subtransmisión, conforme a los costos de la energía esperados en el mercado.

Se identificaron los activos y se procedió a su optimización técnica – económica (adaptada a la demanda) para determinar su VNR valorando la inversión a precios actuales del mercado, considerando provisión, instalación y montaje y puesta en marcha. Las prestaciones son como las de la red existente, adaptadas a la demanda actual y con el margen de reserva necesario para suplir la demanda futura y permitir el respaldo entre las instalaciones en condiciones de operación N-1.

Esta técnica de cálculo del VNR es simple y directa; 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.

4.1. ANÁLISIS DEL NIVEL DE CARGA

El punto de partida para realizar la adaptación de las instalaciones de subtransmisión fueron las mediciones de potencia máxima de las subestaciones y de los circuitos de subtransmisión informados por UTE.

Para ello se analizaron los unifilares de las subestaciones de transmisión/subtransmisión y los circuitos asociados, realizando un relevamiento de los niveles de carga, la configuración, la posibilidad de operación y respaldo en condiciones de falla.

Asimismo se contrastó la información de los unifilares con el inventario presentado por UTE a partir del sistema geográfico, y la lógica de la conexión de los componentes de la red, como por ejemplo circuitos y subestaciones de subtransmisión. La información analizada comprende:

- “Datos carga instalaciones ST 20120928”: Planilla con datos de las cargas de las instalaciones de ST enviada a URSEA el 28/09/2012.
- Planos unifilares
 - ET 2T01 Arapey
 - ET 2T02 Tomás Gomensoro
 - ET 2T03 Artigas
 - ET 2T04 Paysandú Anillos
 - ET 2T04 Paysandú Radiales

- ET 2T05 Salto
- ET 2T06 Rivera
- ET 2T07 Tacuarembó
- ET 2T08 Gabriel Terra
- ET 2T09 Young
- ET 3T01 Valentines
- ET 3T02 Treinta y Tres
- ET 3T03 Pan de Azúcar
- ET 3T04 Minas
- ET 3T05 Melo
- ET 3T06 Rocha, ET 3T09 E. Martinez
- ET 3T07 Red Nacional, ET 3T08 Parada 3, ET 3T10 San Carlos
- ET 4T01 Durazno, ET 4T08 Trinidad
- ET 4T02 Mercedes, ET 4T10 Fray Bentos
- ET 4T03 Nueva Palmira
- ET 4T04 Colonia
- ET 4T06 Libertad
- ET 4T07 Villa Rodriguez
- ET 4T09 Palmar
- ET 4T12 Rosario
- ET 4T13 Conchillas
- Unifilar Centro
- Unifilar Montevideo

Como resultado de este análisis se determinó el máximo nivel de carga (potencia o corriente) para la posterior adaptación. En la siguiente sección se presentan los criterios aplicados para la definición de las instalaciones adaptadas.

4.2. CRITERIOS DE ADAPTACIÓN

Con el objeto de realizar el dimensionamiento óptimo de la red adaptada a la demanda, se definieron previamente las tecnologías de diseño que serán consideradas para cada una de las configuraciones de red a incluir en la determinación de la red de subtrasmisión de mínimo costo.

De esta manera, se determinaron los costos de las unidades constructivas normalizadas utilizadas por UTE (ver apartado 4, Análisis de los costos unitarios) que se adoptarán para las líneas de 30 kV y 60 kV, aéreas y subterráneas, estaciones transformadores 30/MT y 60/MT, secciones puesto cliente y transformadores de reserva fría, considerando las tecnologías definidas en los estándares técnicos de UTE.

A continuación, se aplicaron metodologías diferentes, conforme a la disponibilidad de la información y la importancia de la función técnica específica de las instalaciones consideradas.

En el caso de las estaciones transformadoras MT/MT la adaptación de las unidades incluyó la recategorización de las instalaciones de tipo mixto a tipo interior o exterior, a partir de la información existente, de acuerdo al número de Área de Distribución Típica:

- Las estaciones de tipo Mixto ADT 1 y 2, pasan a tipo Interior.
- Las estaciones de tipo Mixto ADT 3, 4 y 5, pasan a tipo Intemperie.

Posteriormente, se optimizó el conjunto de las estaciones transformadoras, respetando la relación de transformación de las mismas y considerando que su capacidad se adapta a las unidades constructivas normalizadas, de manera de poder suministrar/abastecer la máxima potencia propia registrada sin superar un nivel de carga del 70% (criterio de reserva y respaldo) y manteniendo, de ser posible, un nivel de carga superior al 50%.

En cuanto a los transformadores de reserva fría y las secciones puestos clientes se valorizaron las instalaciones a partir de la información existente de acuerdo a las unidades constructivas normalizadas, y obteniendo como resultado idéntica valorización que la empresa UTE.

En último lugar, la comparación de las alternativas de las líneas y cables se efectuó considerando los costos fijos y variables, para conductores de idéntica tecnología y tensión de diseño. Los costos fijos corresponden a los costos de inversión, y los costos variables corresponden a las pérdidas de energía y potencia, en función de lo cual se desarrollaron curvas de costos para seleccionar la tecnología económica por rango de corriente [A].

Los costos de inversión corresponden al catálogo de precios suministrados por UTE actualizados a marzo de 2011. Las pérdidas se valorizaron a los precios actuales de la energía y potencia, multiplicado por el factor de pérdidas adecuado para trasladar el costo a los niveles de MT y BT.

La ecuación para la elaboración de las curvas de costos es la siguiente:

$$\text{\$Costo} = aCINV + Pe * Cpe + Pp * Cpp \quad (1)$$

Donde:

aCINV: es la anualidad del costo de inversión de la línea o del cable según corresponda [U\$D]

Pe: son las pérdidas de energía anuales [kWh]

Cpe: costo de las pérdidas de energía [U\$D/kWh]

Pp: pérdidas de potencia anuales [kW]

Cpp: costo de las pérdidas de potencia [\$/kW]

Los datos generales considerados para la evaluación técnico-económica de las tecnologías por rango de corriente, asociados a la fórmula de costos presentada anteriormente son los siguientes:

Datos generales

Factor de Carga :	0.70	
Costo de la energía en Generación	250.0	[USD/MWh]
Costo de la potencia en Generación	0.0	[USD/kW año]
Costo de la energía a la entrada de MT	259.0	[USD/MWh]
Costo de la potencia a la entrada de MT	0.0	[USD/kW año]
Factor de pérdidas	0.553	
Tasa	7%	%
Vida útil (años)	30	años

	Pérdidas	Factor de incremento
Pérdidas en transmisión	1.5%	1.015
Pérdidas en subtransmisión	2.0%	1.020
Pérdidas en MT	4.0%	1.042

A los efectos de realizar el ejercicio comparativo de determinación del calibre óptimo de los conductores a partir de la curva de costos por rango de consumo se adoptaron los siguientes valores:

- Factor de carga (FC): corresponde al factor de carga del sistema de distribución el cual se asume igual a 0.7 a los efectos de la comparación y surge de los estudios preliminares de curva de carga.
- Costos de la energía y la potencia en generación: es el valor del costo marginal de largo plazo de la energía en el mercado spot 250 USD/MWh
- Costos de la energía y la potencia a la entrada de MT: se calcula como el costo marginal de largo plazo en generación multiplicado por los factores de pérdidas calculados como:

$$FP = \frac{1}{(1 - \%P)}$$

- %P: son valores de pérdidas de referencia internacional de pérdidas en sistemas de subtransmisión.
- Factor de carga de las pérdidas (FCp): se determina empíricamente a partir del factor de carga del sistema (FC) aplicando la fórmula de Buller-Woodrow donde:

$$FCp = 0.3 \times FC + 0.7 \times FC^2$$

- Tasa de descuento: se adoptó la tasa del 7,11% calculada para este proyecto.
- Vida útil: se adoptó 30 años que resulta la vida útil de las instalaciones de subtransmisión típicamente consideradas de acuerdo a la referencia internacional.

Cabe aclarar que en los gráficos de análisis de tecnología económica, mostrados a continuación, en el "eje Y" (ordenada) se identifica el costo total resultado de la aplicación de la fórmula presentada anteriormente, mientras que en el "eje X" (abscisa) se identifica la corriente [A] equivalente que se utilizará para la selección de la tecnología adecuada. A continuación se describe en detalle el análisis realizado para cada conductor de la red de distribución.

4.2.1. REDES AÉREAS DE MT

Las redes aéreas de MT están conformadas por tres componentes fundamentales que a la hora de su valorización, se pueden clasificar en la estructura (principalmente el poste), el aislador y el conductor. El análisis para la optimización técnica-económica de la red aérea

supuso únicamente la determinación del calibre óptimo de los conductores a partir de la curva de costos por rango de consumo, considerando que se mantiene la disposición actual de la red con respecto a las estructuras, los aisladores y la tecnología del conductor, con excepción de los conductores de cobre que fueron substituidos por conductores de aleación de aluminio.

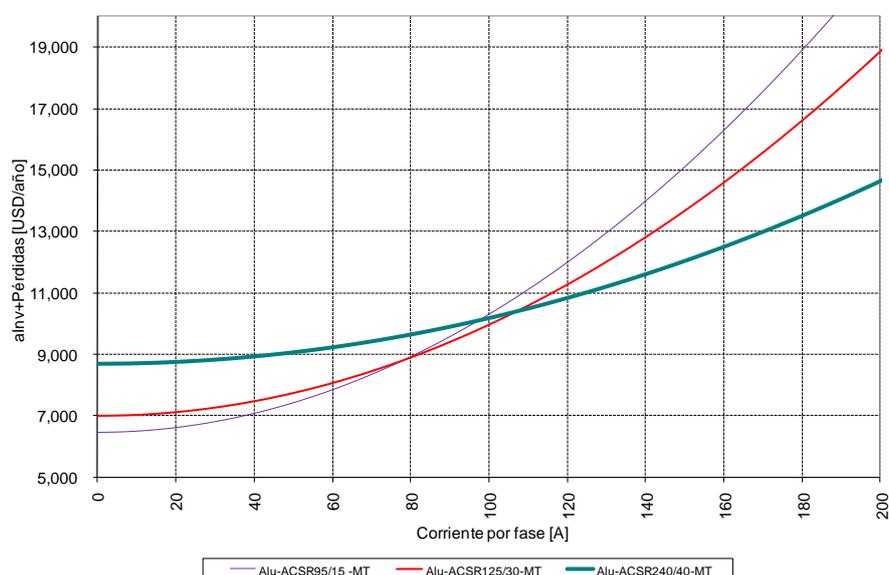
Para la determinación de los calibres del conductor óptimo para redes aéreas por rango de consumo se consideraron las opciones tecnológicas de conductor desnudo normalizadas para la red de UTE, las cuales comprenden:

Conductor ACSR 30 kV

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
6130-30	Aluminio	95/15	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 95/15	0,306	305	50.708	6.465
6140-30	Aluminio	125/30	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 125/30	0,237	365	54.834	6.991
6160-30	Aluminio	240/40	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ACSR 240/40	0,119	565	68.070	8.679

La optimización del calibre del conductor se realiza considerando la anualidad del costo de inversión del conductor por km y el costo anual de las pérdidas de energía y potencia. Los resultados se muestran en el gráfico siguiente

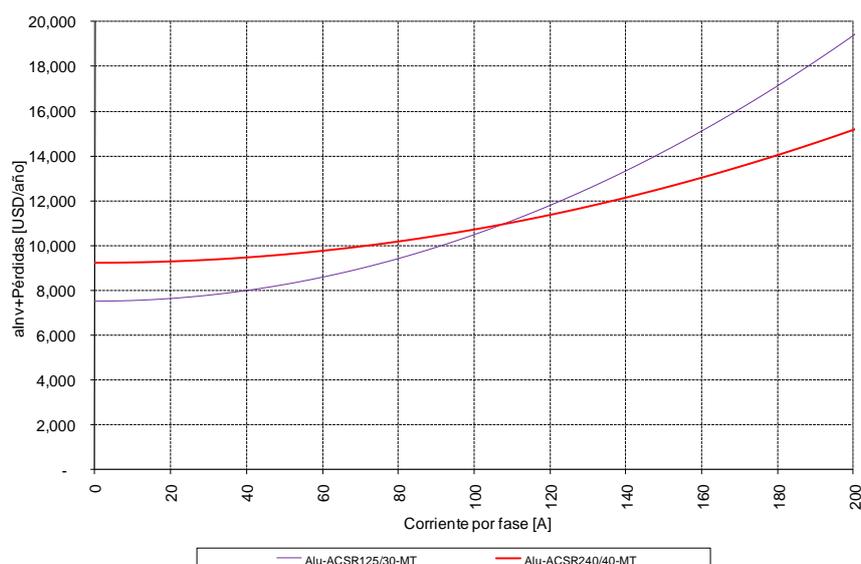
Gráfica 4 - Curva de costos para líneas aéreas de MT ACSR 30 kV



Conductor ACSR 60 kV

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
6140-60	Aluminio	125/30	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ACSR 125/30	0,237	365	58.759	7.492
6160-60	Aluminio	240/40	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ACSR 240/40	0,119	565	72.346	9.224

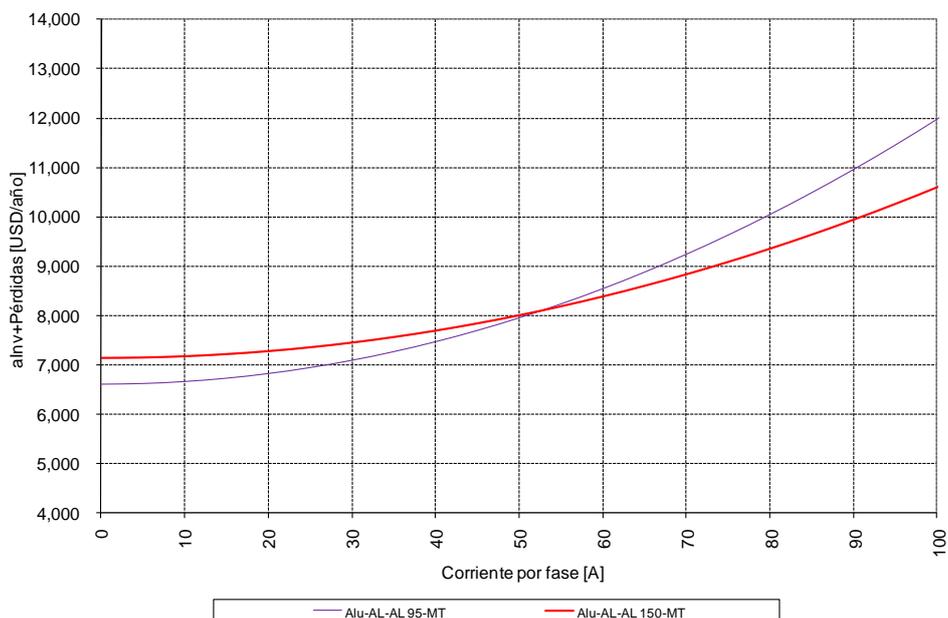
Gráfica 5 - Curva de costos para líneas aéreas de MT ACSR 60 kV



Conductor AL-AL 30 kV

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
6040-30	Aluminio	95	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ALAL 95	0,428	300	51.749	6.598
6101-30	Aluminio	150	MT	LAMT-Trifásico-30kV-ALAL 150	0,276	395	56.002	7.140

Gráfica 6 - Curva de costos para líneas aéreas de MT AL-AL 30 kV



Conductor AL-AL 60 kV

En este caso se disponía de una sola opción tecnológica, por lo cual se mantuvo el calibre real.

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
6101-60	Aluminio	150	MT	LAMT-Trifásico-60kV-ALAL 150	0,276	395	67.251	8.574

Finalmente, los conductores tipo seleccionados para realizar la optimización de las redes aéreas de MT comprenden:

Tabla 11 - Calibres seleccionados para la red MT aérea

TIPO	Tensión [kV]	Rango de Corriente	Calibre económico
ACSR	30	Hasta 39 A	95/15
		Mayor a 39 A hasta 112 A	125/30
		Mayor a 112 A hasta límite admisible (565 A)	240/40
	60	Hasta 113 A	125/30
		Mayor a 113 A hasta límite admisible (565 A)	240/40
AL-AL	30	Hasta 21 A	95
		Mayor a 21 A hasta límite admisible (365 A)	150
	60	Hasta límite admisible 365 A	150

4.2.2. REDES SUBTERRANEAS DE MT

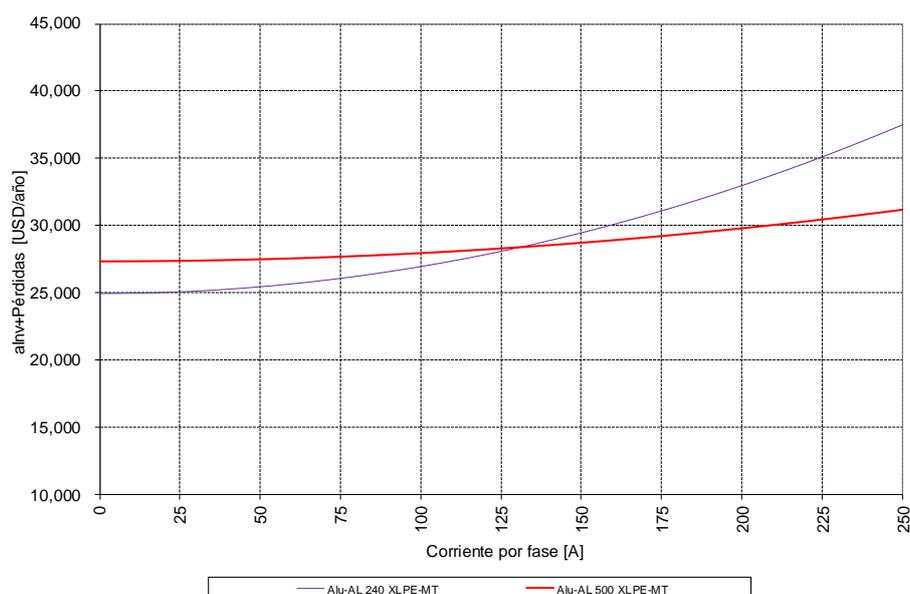
Para la determinación de los calibres de conductor óptimo por rango de corrientes [A] para las redes subterráneas de MT se consideraron las opciones tecnológicas de conductor de aluminio con aislación seca XLPE normalizadas para la red de UTE, las cuales comprenden:

CABLE AL-XLPEL 30 Kv

Código	Conductor	Sección	Tensión Valorizada	Especificación	R [Ω /km]	Imáx [A]	USD/km	Anualizado [USD/km-año]
8230	Aluminio	240	MT	CASMT-Trifásico-30kV-AL240XLPE	0,160	388	195.568	24.935
8280	Aluminio	500	MT	CASMT-Trifásico-30kV-AL500XLPE	0,049	700	214.325	27.326

La optimización del calibre del conductor se realiza considerando la anualidad del costo de inversión del conductor por km y el costo anual de las pérdidas de energía y potencia. Los resultados se muestran en el gráfico siguiente

Gráfica 7 - Curva de costos para cables subterráneos de MT AL-XLPE-30 kV



Los cables subterráneos de MT seleccionados para realizar la optimización de las redes de MT comprenden:

Tabla 12 - Calibres seleccionados para la red MT subterránea

TIPO	Tensión [kV]	Rango de Corriente	Calibre económico
AL-XLPE	30	Hasta 131 A	240
		Mayor a 131 A hasta límite admisible (700 A)	500

4.3. INSTALACIONES ADAPTADAS

Como resultado de la aplicación de los criterios de adaptación considerando los respaldos y los costos unitarios ajustados se obtuvieron los siguientes valores:

MA-DYC-UC-0006/02

CONDUCTOR PARA LÍNEAS AÉREAS MT/AT Y ESTACIONES MT/AT INTEMPERIE

TIPO DE CONDUCTOR	CÓDIGO UCC	DENOMINACIÓN	TENSIÓN	REAL (KM)	REAL (%)	OPT (M)
CONDUCTOR ALEACIÓN DE ALUMINIO						
	6010-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 35 mm2	30kV	56,954	2.1%	-
	6020-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 50 mm2	30kV	173,556	6.5%	-
	6030-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 70 mm2	30kV	185,873	6.9%	-
	6040-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 95 mm2	30kV	781,934	29.2%	152,569
	6046-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 300 mm2	30kV	-	0.0%	-
	6101-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT AL-AL 150 mm2	30kV	770,208	28.8%	1,826,194
	6050-30	M LINEA AEREA MT RETORNO POR TIERRA UN COND. AL-AL 35 mm2	30kV	-	0.0%	-
	6010-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 35 mm2	60kV	-	0.0%	-
	6020-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 50 mm2	60kV	-	0.0%	-
	6030-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 70 mm2	60kV	4,552	0.2%	-
	6040-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 95 mm2	60kV	9,175	0.3%	-
	6046-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT Al-AI 300 mm2	60kV	-	0.0%	-
	6101-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT AL-AL 150 mm2	60kV	693,459	25.9%	707,186
	6050-60	M LINEA AEREA MT RETORNO POR TIERRA UN COND. AL-AL 35 mm2	60kV	-	0.0%	-
TOTAL AL-AL				2,675,711		2,685,949
CONDUCTOR ALUMINIO CON ALMA DE ACERO						
	6055-30	m LÍNEA AÉREA MONOFÁSICA MT ACSR 25/4	30kV	-	0.0%	-
	6110-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 25/4	30kV	-	0.0%	-
	6120-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 50/8	30kV	39,156	6.0%	-
	6130-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 95/15	30kV	294,539	44.9%	136,026
	6140-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 125/30	30kV	116,366	17.7%	142,915
	6160-30	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA ACSR 240/40	30kV	50,164	7.6%	238,357
	6055-60	m LÍNEA AÉREA MONOFÁSICA MT ACSR 25/4	60kV	-	0.0%	-
	6110-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 25/4	60kV	-	0.0%	-
	6120-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 50/8	60kV	-	0.0%	-
	6130-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 95/15	60kV	46,893	7.1%	-
	6140-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA MT ACSR 125/30	60kV	102,954	15.7%	149,528
	6160-60	m LÍNEA AÉREA TRIFÁSICA ACSR 240/40	60kV	6,337	1.0%	6,656
TOTAL ACSR				656,409		673,482
	OTROS-30			27,311	0.8%	-
TOTAL LAT				3,359,431		3,359,431

MA-DYC-UC-0008/01

LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE MT Y AT

TIPO DE CONDUCTOR	CÓDIGO UUCC	DENOMINACIÓN	TENSIÓN	REAL (KM)	REAL (%)	OPT (KM)
CABLE 18/30KV Y 30KV						
	8230	m LINEA TRIFASICA A.T.SUBTERRANEA RHV 18/30 kV 3x1x240 K Al + H16	30kV	62,982	9.0%	50,037
	8240	m LINEA TRIFASICA A.T.SUBTERRANEA 30 kV 3x120 Cu API	30kV	138,198	19.8%	-
	8242	m LINEA TRIFASICA AT SUBTERRANEA 30 KV API (SIN MATERIAL)	30kV	-	0.0%	-
	8250	m LINEA TRIFASICA A.T.SUBTERRANEA 30 kV 3x240 Cu API	30kV	177,349	25.4%	-
	8270	m CABLE SUBTERRANEO UNIPOLAR RHV 18/30 kV 1x1x240 K Al + H16	30kV	-	0.0%	-
	8280	m LÍNEA TRIFASICA A.T. SUBTERRANEA RHV 18/30 kV 3x1x500 K Al + H16	30kV	170,713	24.5%	647,805
	8281	m CABLE SUBTERRANEO UNIPOLAR RHV 18/30 kV 1x500 K Al + H16	30kV	-	0.0%	-
	OTROS			148,600	21.3%	-
TOTAL CAT				697,842		697,842
TOTAL LAT + CAT				4,057,273		4,057,273

ESTACIONES TRANSFORMADORAS

	CÓDIGO UCC	DENOMINACIÓN	TENSIÓN	REAL (CANT.)	REAL (%)	OPT (CANT)
ESTACIONES 30/MT						
	6555-C-30	31,5/15 2*7,5 MVA Intemperie	30kV/MT	18	6%	23
	6554-D-30	31,5/15 1*7,5 MVA Intemperie	30kV/MT	22	8%	15
	6549-D1-30	31,5/15 1*3,75 MVA Intemperie	30kV/MT	37	13%	56
	6553-D2-30	31,5/15 1*1,5 MVA Intemperie	30kV/MT	40	14%	40
	6663-E-30	31,5/6 3*10 MVA Interior	30kV/MT	46	16%	36
	6665-E1-30	31,5/6 2*10 MVA Interior	30kV/MT	31	11%	36
	6664-E2-30	31,5/6 1*10 MVA Interior	30kV/MT	16	6%	40
	6660-F-30	31,5/15 2*7,5 MVA Interior	30kV/MT	18	6%	11
	6666-G-30	31,5/15 1*7,5 MVA Interior	30kV/MT	1	0%	1
	6667-G1-30	31,5/15 1*3,75 MVA Interior	30kV/MT	5	2%	1
	6546-H-30	31,5/6 1*10 MVA Ext-Int	30kV/MT	1	0%	-
	6544-I-30	31,5/6 2*10 MVA Ext-Int	30kV/MT	1	0%	-
	6659-J-30	31,5/15 1*7,5 MVA Ext-Int	30kV/MT	7	2%	-
	7198-PC30-30	Secciones Puesto Cliente E/S 30KV Int	-	46	16%	46
TOTAL EETT 30kV/MT				289		305
ESTACIONES 60/MT						
	6533-A-60	63/15 2*7,5 MVA Intemperie	60kV/MT	15	56%	16
	5914-B-60	63/15 1*7,5 MVA Intemperie	60kV/MT	11	41%	13
	7197-PC60-60	Secciones Puesto Cliente E/S 60KV Ext	60kV/MT	1	4%	1
TOTAL EETT 60kV/MT				27		30
TRANSF. RESERVA FRÍA						
	-	30/15*1,5 MVA	30kV/MT			20
	-	30/15*3,75 MVA	30kV/MT			8
	-	30/15*7,5 MVA	30kV/MT			2
	-	30/6*7,5 MVA	30kV/MT			9
	-	30/6*10 MVA	30kV/MT			1
	-	60/15*7.5 MVA	60kV/MT			5
TOTAL RESERVA FRÍA				-		45

5. CÁLCULO DEL VNR ADAPTADO

A partir de las instalaciones adaptadas y considerando los costos unitarios de las unidades constructivas adoptados, se calculó el VNR de las instalaciones de subtransmisión de acuerdo al siguiente detalle:

Tabla 13 - VNR adaptado de Subtransmisión

VNR ACTIVOS (miles de USD) abril 2011	Propuesta UTE	Propuesta ME
LAT 30kV	151.731	155,582
CABLES 30kV	159.858	161,393
LAT 60kV	61.912	64,201
CABLES 60kV	-	-
EETT 30kV/MT	341.947	349,443
EETT 60kV/MT	37.055	43,862
TOTAL	752.503	774,481
Variación porcentual (%)		+2,9%

6. CONCLUSIONES

Considerando que el Decreto N° 277/002 aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica incorporando a la Subtransmisión como parte del mismo y la definición del VAST de acuerdo a los siguientes capítulos y artículos

CAPITULO III. VALOR AGREGADO DE SUBTRASMISION (VAST)

Artículo 67. El VAST se determinará para las instalaciones de Subtransmisión del Distribuidor, las que incluyen las líneas de Media Tensión cuyo voltaje sea superior a 24.000V e inferior o igual a 72.500V, que por sus características de longitud, consumos servidos u otras, sean calificadas de Subtransmisión, y las subestaciones de transformación de Media a Media Tensión. El VAST se determinará caso a caso para cada estación de transformación y línea de Subtransmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando en lo que corresponda los mismos conceptos y criterios que se establecen en este Reglamento de Distribución para el análisis y determinación de los VADE en las áreas de distribución tipo.

TITULO II. REMUNERACION DEL DISTRIBUIDOR POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCION CAPITULO I. ASPECTOS GENERALES

CAPITULO II. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION ESTANDAR (VADE)

Artículo 62. El VADE se expresará a través de los siguientes componentes:

b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.

Artículo 66. *Las pérdidas de distribución de potencia y energía estarán constituidas por las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se determinarán para la red eficiente de referencia*

CAPITULO V. CALCULO DE LA REMUNERACION DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 71. *“... En el caso de las componentes del VAST correspondientes a pérdidas de potencia y energía, se procederá de la misma forma establecida en este Reglamento para las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución, sin considerar pérdidas no técnicas.”*

TITULO III. TARIFAS DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES CAPITULO I. TARIFAS DE SUMINISTRO

CAPITULO II. TARIFAS MAXIMAS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES

Artículo 75. *“...Las tarifas del servicio de distribución considerarán las componentes del VAST y del VADE determinadas según este Reglamento...”*

c) *Los costos correspondientes a las pérdidas de potencia y energía se aplicarán valorizando dichas pérdidas a los Precios Equivalentes de compra de potencia y energía del Distribuidor. Se asume que el Distribuidor compra la energía correspondiente a las pérdidas eficientes de su red.*

Se concluye que el VNR correspondiente a subtrasmisión debe ser el adaptado a las necesidades de la demanda, cuyo monto total es de USD 774.481.411 a abril de 2011 con la siguiente estructura:

Tabla 14 - VNR Adaptado para cálculo del VAST

VNR ACTIVOS	Propuesta ME
LAT 30kV	155.582.039
CABLES 30kV	161.392.745
LAT 60kV	64.200.858
CABLES 60kV	-
EETT 30kV/MT	349.443.472
EETT 60kV/MT	43.862.298
TOTAL	774.481.411

De acuerdo a lo indicado en el Reglamento de Distribución, en el que trata también la remuneración de la subtrasmisión, se deberá considerar para la definición de los ingresos las pérdidas adaptadas asociadas con las instalaciones reconocidas en este VNR.

ANEXO I – INSTALACIONES NORMALIZADAS

Se consideraron como circuitos claves aquellos que representan el 80% de la longitud total de las líneas de 30kV y 60kV respectivamente; y se muestran a continuación desagregados por nivel de tensión

Presupuesto Tipo	Descripción	Precios de abril 2011					subtotal	Cargas sociales	Imprevistos	Ingeniería y administración	Dólar 19.50	
		Material UTE	Material Contratista	Montaje	Monto Imponible	Total (pesos)					Total (dolares)	
1682	1KM 1T 1X240AL	730,927.33	254,766.00	1,949,567.03	708,450.64	3,228,786.40	9,490.79	5,065.32	11,119.73	4,145,344.73	212,582	
1672	1KM 1T 1X500AL	1,038,847.87	254,766.00	1,965,888.75	715,370.08	3,585,452.88	9,552.33	5,097.66	11,257.37	4,516,291.42	231,605	
1508	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR95/15	3,352,830.90	2,620,704.76	3,165,402.08	920,851.99	10,052,831.51	80,319.18	62,777.33	126,551.88	11,677,796.99	598,861	
1509	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR125/30	3,826,020.00	2,262,193.56	3,246,198.50	948,336.19	10,267,853.27	95,981.23	68,538.70	140,053.44	11,889,326.55	609,709	
2030	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR240/40	5,074,987.04	2,901,141.46	3,670,886.24	1,079,615.81	12,811,716.21	88,375.67	62,376.65	126,275.91	14,711,784.29	754,450	
1511	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL 95	3,172,695.75	2,756,281.42	3,239,408.56	946,987.37	10,085,224.30	80,318.74	62,753.85	126,549.36	11,756,791.20	602,912	
1510	LINEA 30 kV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	3,626,047.29	2,393,225.84	3,290,430.62	963,335.61	10,240,674.13	80,335.04	62,795.67	126,611.70	11,894,218.35	609,960	
1498	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 125/30	4,463,069.74	2,369,968.11	3,209,362.81	920,726.08	11,046,640.73	102,260.43	70,125.59	149,969.84	12,666,407.97	649,559	
2023	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ACSR 240/40	5,761,118.78	3,036,502.63	3,623,769.14	1,045,081.46	13,663,529.61	102,276.42	70,258.09	150,164.27	15,559,186.11	797,907	
1499	LINEA 60KV SIMPLE TERNA CONDUCTOR ALAL150	4,317,108.42	2,581,294.49	4,093,607.44	1,379,507.61	12,091,211.39	81,993.07	62,697.91	133,395.06	14,248,327.97	730,683	
6533	60/15 2*7,5 MVA Intemperie	18,119,050.84	2,426,965.23	7,005,602.99	2,210,721.22	30,306,780.97	325,784.68	337,950.02	1,375,713.20	33,820,786.97	1,734,399	
5914	60/15 1*7,5 MVA Intemperie	9,208,372.17	1,455,180.35	4,843,421.18	1,383,928.55	17,057,671.07	192,580.12	204,096.86	1,118,725.67	19,266,753.90	988,039	
6555	30/15 2*7,5 MVA Intemperie	12,264,336.86	2,997,501.45	4,598,217.39	1,386,545.48	21,846,061.27	156,282.95	222,532.15	888,432.68	24,289,739.72	1,245,628	
6554	30/15 1*7,5 MVA Intemperie	6,693,058.59	1,929,291.57	3,565,089.57	1,080,325.37	13,406,183.70	153,950.83	203,402.48	851,536.66	15,196,975.78	779,332	
6549	30/15 1*3,75 MVA Intemperie	5,826,966.19	1,929,291.57	3,388,842.41	1,028,750.09	12,259,610.19	119,064.04	182,578.59	728,801.86	13,965,337.27	716,171	
6553	30/15 1*1,5 MVA Intemperie	4,523,161.51	1,915,143.65	3,347,112.19	1,019,635.23	10,763,959.09	112,683.63	176,352.74	564,127.17	12,428,373.51	637,352	
6663	30/6 3*10 MVA interior	32,597,258.85	1,364,914.84	6,680,660.18	2,022,154.71	44,707,117.26	106,860.43	138,038.79	1,450,932.55	48,164,984.56	2,469,999	
6665	30/6 2*10 MVA interior	22,944,006.43	1,922,835.29	6,269,439.79	1,957,607.13	34,249,909.66	123,610.58	157,309.99	1,476,932.24	37,478,410.49	1,921,970	
6664	30/6 1*10 MVA interior	12,379,370.85	1,545,110.05	4,538,296.52	1,343,450.79	20,309,055.16	118,522.84	155,081.97	1,306,968.30	22,518,244.21	1,154,782	
6660	30/15 2*7,5 MVA interior	18,892,221.02	1,911,253.94	6,267,045.16	1,958,940.17	29,777,572.13	122,622.26	156,519.53	1,065,184.48	32,924,342.04	1,688,428	
6666	30/15 1*7,5 MVA interior	9,380,921.07	1,545,110.05	4,535,770.88	1,343,097.21	17,007,982.20	118,275.33	154,804.65	911,925.85	19,156,563.94	982,388	
6667	30/15 1*3,75 MVA interior	8,673,469.09	1,545,110.05	4,528,765.63	1,342,116.48	16,222,079.25	117,588.82	154,035.48	826,016.30	18,354,741.47	941,269	
6546	30/6 1*10 MVA Ext-Int	9,345,549.15	2,386,780.18	4,812,092.93	1,525,574.14	18,198,864.49	293,534.01	349,021.34	1,332,376.77	20,651,681.86	1,059,061	
6544	30/6 2*10 MVA Ext-Int	17,907,045.48	2,887,265.05	5,755,738.55	1,825,717.79	29,205,053.99	296,410.81	358,656.07	1,414,710.42	32,278,570.39	1,655,311	
6659	30/15 1x7.5 MVA Ext-Int	7,414,676.83	2,386,780.18	4,809,567.29	1,525,220.56	16,072,126.73	293,286.50	348,744.03	1,100,306.04	18,485,688.34	947,984	
7197	Secciones Puesto Cliente E/S 60KV Ext	1,752,061.35	476,734.91	495,293.88	143,651.12	31,816,434.05	45,419	53,111	198,753	3,283,733	168,397	
7198	Secciones Puesto Cliente E/S 30KV Int	246,971.02	12,774.84	13,629.16	7,102.34	66,813,598.37	2,441	1,280	16,508	315,262	16,167	