

**RESPUESTAS A LAS CONTRIBUCIONES A LA CONSULTA PÚBLICA N°32:**

**VALORACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN Y  
SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS**



**MONTEVIDEO, DICIEMBRE DE 2017**

## **1 INTRODUCCIÓN**

El procedimiento de Consulta Pública permite incorporar al proceso de elaboración de las reglamentaciones el punto de vista de los diferentes sectores involucrados, así como el conocimiento especializado de diversos ámbitos. Esos puntos de vista reflejan diferentes intereses, frecuentemente contrapuestos, que mediante este procedimiento se exponen ante la sociedad de forma transparente.

La presente Consulta Pública trata sobre el estudio de valoración de las redes de transmisión y subtransmisión eléctrica. Fue convocada a través del sitio web de la Unidad el 9 de octubre de 2017 y se extendió hasta el 30 de octubre.

Se recibió una única contribución, aportada por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). La respuesta a los comentarios de UTE se desarrolla en el documento adjunto. La URSEA agradece especialmente este aporte, que contribuye al perfeccionamiento de estudio realizado.

Todos los documentos de esta Consulta están disponibles en [www.ursea.gub.uy](http://www.ursea.gub.uy), en la sección Consultas Públicas.

# VALORACIÓN DE REDES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICAS

## Respuesta a los Comentarios presentados por UTE en la Consulta Pública

### A) Informe VALORACION DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN

#### **Comentario 1)**

En la página 13 figura como precio UTE 2016 del Transformador de Reserva Fría 30/6 kV 7,5 MVA USD 69.119. Dicho precio si bien fue suministrado por UTE tiene fuerte desajuste ya que no hay compras actuales del mismo debido a que no se repone más como tal. Si bien este costo no se utiliza en otras instancias del informe, su permanencia en el informe puede inducir a confusión.

#### **Respuesta**

*De acuerdo. Se ha retirado del informe final.*

#### **Comentario 2)**

En el numeral 4.1 sobre los criterios de Adaptación de las Instalaciones de Subtransmisión se indica “[...] 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.”.

Asimismo en el numeral 4.2.2 Líneas y Cables, en la página 23 se establece “La condición N-1 de confiabilidad también está considerada. Esa condición no representa un estado permanente de operación en los alimentadores, sino un estado transitorio en condición de emergencia, de manera que desde el punto de vista de la adaptación debe ser considerada como esta condición. El dimensionamiento óptimo considerando la adaptación de las líneas y cables debe considerar un enfoque integral y de conjunto que tenga en cuenta todos los factores posibles a que se encontraran sometidas las instalaciones pero sin que ello signifique un sobredimensionamiento de las instalaciones por el agregado de condiciones que no son simultáneas.”

Según se observa no son compatibles los numerales 4.1 y 4.2.2. En el numeral 4.1 se dice que se permite el respaldo en operación N-1 y la metodología utilizada no asegura que se dé dicha condición. De no contar todos los circuitos de ST con respaldo frente a contingencias N-1, no se puede cumplir con los tiempos fijados de corte para los clientes T4 establecidos en el Reglamento de Calidad. Por lo tanto no correspondería el pago de penalidades en circuitos que no son remunerados para cumplir la condición de calidad.

Se entiende que la metodología utilizada en la revisión anterior, consistente en corridas de flujos de carga para verificar la adaptación de la red, es la más adecuada. La afirmación “El dimensionamiento óptimo considerando la adaptación de las líneas y cables debe considerar un enfoque integral y de conjunto que tenga en cuenta todos los factores posibles a que se encontraran sometidas las instalaciones pero sin que ello signifique un sobredimensionamiento de las instalaciones por el agregado de condiciones que no son simultáneas”, no cumple los principios básicos de una planificación de una red eléctrica y más aun de Subtransmisión. En las instancias de planificación de una red, y buscando la optimización de la misma, debe considerarse los escenarios de respaldo (N-1), considerando si para dicho escenario condiciones de operación de redes especiales (sobrecargas del 10%, caídas tensiones mayores, etc.).

Adicionalmente en el estudio presentado, mezcla el concepto de crecimiento de red (aumento de la demanda) con el de respaldo (N-1).

En resumen, no se comparte la metodología utilizada para considerar los respaldos de la red (N-1), y se destaca que la premisa expresada en el numeral 4.1 ("*[...] 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.*") no la cumple en el desarrollo del trabajo presentado. Por lo que se debería realizar un análisis con mayor profundidad de los casos en que la red adaptada propuesta no es apta para brindar el servicio frente a una falla en la red.

**Respuesta:**

*Se comparte lo expresado por UTE en relación a los criterios de adaptación, lo que está recogido en el punto 4.1 del Informe "[...] 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."*

*En consecuencia se realiza una nueva revisión y solicitud de aclaración sobre los tramos de cables y las estaciones que inicialmente no tenían carga asignada, o cuya designación en la planilla de cargas no era coherente con la designación en los unifilares originalmente entregados por UTE, reconociéndose en el VNR los tramos de cables y estaciones correspondientes. En coherencia con lo expuesto se modifica la redacción del punto 4.2.2 del informe, eliminándose el concepto de evaluación integral.*

*Se observa además, que durante el desarrollo de la consultoría UTE presentó aclaraciones específicas sobre los criterios de la adaptación:*

- 1) Sobre tramos de cables que se habían informado sin carga por corresponder a respaldo o a generadores, solicitando que fueran considerados en el inventario adaptado.*
- 2) Sobre los límites de carga para la adaptación de los transformadores. Solicitando que se tomaran como límites 40% y 60%, para contemplar el criterio de diseño (N-1)*

*Ambas solicitudes se consideraron adecuadas, fueron tomadas en cuenta e integradas en el informe puesto a consulta pública.*

*Por último, cabe señalar que el monto final obtenido como resultado de la valoración de la red adaptada difieren solamente en 1% del propuesto por UTE, Por lo expuesto, se consideran satisfactorios los criterios y resultados obtenidos y se entiende que permiten brindar el servicio en el marco del reglamento de calidad vigente.*

**Comentario 3):**

En el numeral 4.3 Instalaciones Adaptadas, las cantidades de km de cable de 31.5 kV adaptadas de las unidades constructivas 1682 y 1672 no coinciden con las calculadas por UTE, estimándose que las cantidades de km de cable adaptados deben ser sustancialmente mayores que las que figuran en la tabla en ambos ítems. Cabe consignar que el cálculo realizado por UTE emplea los mismos valores corregidos de las corrientes de corte que los usados por el Consultor y que figuran en el numeral 4.2.2.

**Respuesta:**

La longitud total de cables de 31.5 kV informada por UTE en su archivo " Inventario ST Segunda entrega 06 de abril de 2017.xlsx" es de 823 km y la suma de las redes adaptadas de las unidades constructivas 1682 (240A XLPE) y 1672 (500A XLPE) es de 805 km.

Las diferencias en las cantidades informadas por UTE para cada unidad constructiva y las consideradas en el estudio se deben a los criterios de adaptación de los cables y no reconocimiento de tramos de cables que no componen la base de cálculo para el VNR.

Revisando el informe presentado en la Consulta Pública se ha verificado un error en la proporción de cables entre las unidades constructivas mencionadas, lo que fue corregido en la versión final.

En la tabla se presentan las cantidades finales reconocida en el VNR:

Unidad constructiva	Tipo de conductor	Cantidad (km)
1682	240A XLPE	228
1672	500A XLPE	577

**Comentario 4)**

En el numeral 4.2.1 Subestaciones, se crearon nuevas unidades constructivas sobre estaciones. Ello es motivo de la diferencia en los VNR de las estaciones y terrenos. Particularmente para las estaciones 60/15 kV, Bz, By y Bx no se refleja la situación del mercado, donde en una licitación en las que se pidieron otras potencias, todos los oferentes cotizaron al precio del transformador de 7,5 MVA por lo que no tendría sentido contemplar una reducción de precio por tratarse de una potencia inferior a 7,5 MVA.

**Respuesta:**

Como fue informado en el numeral 4.2.1 del informe de subestaciones," para estaciones donde el factor de carga (potencia máxima subestación / potencia instalada) era inferior a 40% se puso un estándar constructivo inferior, verificando si el nuevo factor de carga no sobrepasaba el 60%. Para estaciones con factor de carga superior a 60%, se puso un estándar superior, también verificando el rango ideal de adaptación".

En el planteo, se comenta sobre los estándares Bz, By y Bx inferiores, creados para cumplir con los criterios de adaptación. Sin embargo, esos estándares no son los únicos creados para calcular la adaptación. De la misma manera que se han creado estándares inferiores a los informadores por UTE, se han creados estándares superiores cómo forma de cumplir con los criterios propuestos, cómo Ea y Eb, para Estaciones 30/6kV x10 MVA Interior, reconociéndose 4 y 5 transformadores en la unidad constructiva, aunque no representen ningún estándar propuesto por UTE.

De esa forma, se mantienen los criterios y estándares de adaptación de las subestaciones, aunque los nuevos estándares (de mayor o menor potencia) no coincidan con las últimas compras realizadas por UTE.

**Comentario 5)**

En el capítulo Cálculo de VNR de Subtrasmisión, pág. 26, se definen las Subetapas. Sin embargo, se observa que en las tablas de las páginas 27 a 29 no se desagregaron de las subestaciones los componentes correspondientes a las entradas / salidas de conexión para que las mismas sean computadas conjuntamente con la Subetapa de

red de 31.5 y 63 kV. La diferenciación es importante porque este valor se incluye en el cálculo de los peajes junto con los valores correspondientes a las redes, mientras que el VNR correspondiente a la transformación a niveles de tensión menores de los de Subtransmisión no se remunera con los peajes de Subtransmisión. Asimismo, la Subetapa de red de 31.5 y 63 kV debe incluir las estaciones ST/ST.

**Respuesta:**

*De acuerdo. Fueron desagregadas para incorporar en el informe último, las conexiones correspondientes a las entradas/salidas de las líneas/cables en las estaciones, para que sean computadas conjuntamente en la subetapa de red de 31.5 y 63 kV.*

## **A) Informe VALORACION DE REDES DE TRANSMISIÓN**

### **Comentario 6)**

La principal discrepancia con el estudio presentado se centra en la Metodología detallada en el informe del Consultor, en el capítulo Actualización de los costos del último estudio. En el mismo se establece que: *"los costos unitarios aprobados en el último estudio de URSEA fueron actualizados como forma de verificar si los costos presentados ahora por UTE presentan diferencias importantes. La forma de actualización de dichos precios fue semejante al adoptado en el último estudio, separando la actualización para bienes transables (internacionales) y no transables (nacionales)..."*

Las paramétricas utilizadas por el Consultor fueron aprobadas por el Poder Ejecutivo en oportunidad de la Revisión Tarifaria anterior, con el objetivo de adecuar los valores a futuro dentro del período de 4 años de vigencia del período tarifario y en forma global.

Para el caso de las etapas de valoración de la red de transmisión se entiende que en todo caso deberían aplicarse ajustes paramétricas acordes a cada unidad constructiva y no un ajuste global, ya que el análisis realizado en esta oportunidad es para cada unidad constructiva.

En ese sentido, no se está de acuerdo con el descarte de precios resultantes de procesos licitatorios recientes, frente a valores obtenidos en oportunidad del estudio anterior (diciembre de 2012) actualizados por fórmulas paramétricas globales desarrolladas para aquella instancia.

No se entiende el fundamento de esta preferencia. Si bien a priori resultaría válido utilizar los valores del 2012 actualizados como referencia, muy distinto es sostener que dichos valores reflejan mejor los precios actuales que los resultantes de los últimos procesos licitatorios.

No debe perderse de vista que las fórmulas paramétricas intentan reflejar la evolución futura de costos globales del sistema y justamente debido a eso, siempre se presentará error de aplicarse a unidades constructivas puntuales. Este comentario también resulta válido para la valorización de las instalaciones de Subtransmisión.

Por lo anterior no se está de acuerdo con el procedimiento seguido en esos casos.

**Respuesta:**

*Los precios del estudio del año 2012, actualizados por las fórmulas paramétricas, no fueron la única referencia de precios para la determinación de los costos eficientes en el presente estudio. De ninguna manera se ha procedido descartando "precios resultantes de procesos licitatorios recientes". Las principales referencias de precios fueron justamente los informados por UTE para ese estudio, comparados con la actualización de los precios anteriores y referencias internacionales comparables.*

Considerando que una comparación de esa naturaleza puede presentar incertidumbres, se han reconocido los precios informados por UTE en un rango de hasta 15% superior a los valores promedio comparables. El resultado muestra que el 90% de los costos unitarios de transmisión presentados por UTE cumplieron con los criterios de razonabilidad y fueron aceptados.

Se han aplicado las fórmulas paramétricas indicadas, por entender que representan el mejor proxy disponible para actualizar los precios.

#### **Comentario 7)**

Líneas 150 kV doble terna Hawk, una terna instalada: presenta una diferencia de 4.7% entre los valores informados por UTE y los calculados por URSEA. Además el valor propuesto no resulta consistente con los valores de la Unidad Constructiva línea Hawk doble terna, dos ternas instaladas. En este caso se solicita la revisión de la conformación y valoración de esta UC.

#### **Respuesta:**

Se considera que se ha cumplido con el criterio de actualización de los costos del último estudio y teniendo en cuenta la diferencia máxima de 15%.

#### **Comentario 8)**

Sección de Acoplador AIS 150kv: Se observa una importante diferencia entre lo informado por UTE y lo calculado por URSEA. Además, el valor propuesto no resulta consistente con los valores de las secciones de Barra Principal/ Barra Auxiliar de Transformador o Línea. En este caso se solicita la revisión de la conformación y valoración de esta UC.

#### **Respuesta:**

Se considera que se ha cumplido con el criterio de actualización de los costos del último estudio y teniendo en cuenta la diferencia máxima de 15%.

En la instancia de respuesta a los aportes realizados por UTE a la consulta pública, se ajustaron algunos aspectos que impactaron en los valores finales del VNR:

### **VALORACION DE REDES DE SUBTRANSMISIÓN**

- Cambio de la tabla correspondiente de acuerdo con el **Comentario 1)**
- Revisión de tramos de líneas y cables sin corriente máxima informada y con diferencias entre los nombres del inventario y unifilar;
- Revisión de las subestaciones con diferencias entre los nombres del inventario unifilar;
- Revisión de líneas, cables y estaciones que componente la base de cálculo del VNR;
- Separación de los costos de conexiones de líneas y cables en estaciones;
- Separación de los costos finales en las subetapas;
- Identificación de error en los diámetros de cables en la propuesta "Consulta Pública" y su corrección;

### **VALORACION DE REDES DE TRANSMISIÓN**

- Cambio de asignación de subetapas, de "D" para "O" en estaciones de 500/150 kV para UCs que corresponden a servicios auxiliares de la subestación.
- Revisión de la asignación a las subetapas de los transformadores de conexión del Parque Pampa. Pasaron de la etapa D a la E.