



Nº. 0099

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Panamá, 31 de enero de 2008  
Nota No. DSAN-0334-08  
Ref. 42656

✓ ING. D. PEREIRA

P.S.A. O.R.

Ing Rendell

11/2/08

11/2/08

Ingeniero  
**ISAAC A. CASTILLO R.**  
Gerente General  
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.  
Ciudad

Estimado ingeniero Castillo:

En referencia a su nota No. ETE-DEOI-PLAN-001-2008, con la cual adjunta el informe correspondiente a los Estudios Básicos en la actualización del PESIN 2008 y en cumplimiento de lo señalado en el punto (ii) del literal c) del Artículo 75 del Reglamento de Transmisión, le estamos enviando las observaciones al informe de Estudios Básicos, no sin antes indicarle, que en términos generales el informe está bien, en el sentido de que los pronósticos resultantes dados por ETESA en sus escenarios moderado y optimista, parecen razonables y ajustados a las hipótesis de proyección de las variables explicativas consideradas, lo cual es coherente con los estudios requeridos para el PESIN 2008.

Adjunto a esta nota encontrará el documento con las observaciones señaladas, el cual mantiene el mismo formato que el documento original para facilitar la ubicación de los mismos.

Atentamente,



V.P.O.  
**VICTOR CARLOS URRUTIA G.**  
Administrador General

**ETESA**  
**GERENCIA DE PLANEAMIENTO**  
Recibido por [Signature]  
Fecha: 11/2/08  
Hora: 3:44 p.m.

**Dirección Ejec. de Operación Integrada**  
Recibido: [Signature]  
Fecha: 11/2/08  
Hora: 9:45 a.m.

## Comentarios al Informe de los Estudios Básicos del PESIN 2008

Se presentan los siguientes comentarios al Informe propuesto por ETESA, tomando como base la estructura de dicho informe:

### 1. CAPÍTULO 1: PRONÓSTICO DE DEMANDA (Período 2006-2020).

#### Observaciones y comentarios al Informe.

- Se hace referencia al período de corto plazo como 2008-2010. Para mantener la correspondencia con el RT y el resto de los capítulos del informe de "Estudios Básicos" debe considerarse como corto plazo el período 2008-2011 y el mediano-largo plazo 2012-2022.
- Si bien se informa que en caso de no disponerse de la información estadística correspondiente a curvas típicas y simultaneidad de la demanda, se asumirán comportamientos de áreas similares (Página 4, parte final del párrafo cuarto), es conveniente señalar específicamente, en el apartado correspondiente, de qué barras se trata y a qué área se asemeja para asignarle la curva de carga pertinente.
  - Curvas típicas de carga que no aparecen identificadas en el informe: Marañón, Centro Bancario, Las Guías, Mir44, Bal44, Summ 44, Gam 44, Acl 44, de PTP (Ch. Gde.) y Changuinola.
- Se indica a ETESA que debe continuar trabajando en la implementación de un modelo que involucre una mayor cantidad de variables explicativas del consumo y su validez.
- ETESA deberá evaluar la conveniencia, para próximos PESIN, de proyectar el factor de carga con una función con saturación o curva logística puesto que si bien la proyección lineal es un criterio que se ajusta a una tendencia histórica, y que se justifica por las hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, se entiende que esa forma de variación no puede sostenerse en el largo plazo.
- Respecto a los cambios o ajustes introducidos en el Modelo original: El hecho de considerar el consumo en "Bloque = Consumo de Grandes Clientes", como componente del consumo Industrial y con esto mejorar significativamente el coeficiente de correlación del PIB Manufacturero con el consumo de energía eléctrica del sector Industrial, y que aun así presente un comportamiento errático la predicción, puede ser una señal que indique que el "contenido eléctrico" del PIB manufacturero es bajo, y el que mejora los resultados es el agregado del sector de Grandes Clientes. Esto indicaría que para realizar predicciones del consumo eléctrico del sector Industrial, sería necesario involucrar, en el modelo de regresión otras variables explicativas adicionales a las consideradas. Esto último vale también para el consumo de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros.

#### Observaciones menores.

- Página 4, cuarto párrafo, debe decir factor de carga y no factor de potencia.
- Página 5, párrafo primero: Se debe dejar explícito, a pesar de lo mostrado en el gráfico, a qué período corresponden las tasas informadas.
- Página 5, párrafo tercero. Según lo informado y aceptado en anteriores PESIN, el largo plazo se debería corresponder con el período 2008-2022. Así como esta tratado, las tasas medias anuales de variación del consumo de energía serían de 5,6% y del 6,2% para los escenarios moderado y optimista respectivamente. Ahora, si las tasas que se quieren mostrar son las del período que va mas allá del corto plazo (2008-2011), debería corresponderse con el período 2012-2022.



- Página 24, tercer párrafo: " ....donde dice periodo 5005-2007, debería decir 2005-2007....." conservador u optimista...." y también " .....años 2008, 2009 y 2010".
- Página 29, último párrafo, donde dice 2006 debería decir 2007.
- Página 35, primer párrafo, donde dice 2006 debería decir 2007.
- Página 38, primer gráfico: Corregir Verro Viento por Cerro Viento?.
- Página 45, Barras de ELEKTRA: Corregir el nombre de la barra BLM en lugar de LM. ¿Cerro Viento ó Berro Viento?
- Página 46, primer párrafo: Para el corto plazo (2008-2011), corregir tasas de crecimiento del consumo de energía y la demanda de potencia, para los escenarios moderado y optimista. En el último párrafo, para el largo plazo, corregir periodo (2008-2022) y valores de tasas de crecimiento del consumo de energía y demanda de potencia en los escenarios moderado y optimista.
- Otros errores de escritura se pueden identificar mediante una simple lectura.

## 2. CAPÍTULO 2: ESCENARIOS DE SUMINISTRO Y CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN.

Respecto de los nuevos escenarios de generación se hacen los siguientes comentarios:

- ETESA debe ser cuidadosa al establecer los criterios y pautas para definir las alternativas-escenarios de generación por ejemplo en el caso de las centrales hidroeléctricas, sobre todo en los escenarios de generación de corto plazo que son los que mayormente afectan las decisiones sobre las obras en firme del sistema principal de transmisión. Por lo tanto, se solicita a ETESA presentar por anticipado los escenarios y la metodología a utilizar para su selección con el fin de poder discutirlos previo a la presentación del Informe Indicativo de Generación.

## 3. CAPÍTULO 3: ESTÁNDARES TECNOLÓGICOS Y COSTOS DE LOS COMPONENTES DE TRANSMISIÓN

### Comentarios y observaciones:

- Existe aun la elección de criterios en base a fundamentos cualitativos como es el caso de la configuración de barras en SE de interruptor y medio. Se vuelve a recomendar se haga un estudio que fundamente la adopción de esta configuración de subestaciones (esquemas de barras). Se recomienda corroborar mediante estudios de confiabilidad la conveniencia del uso de dicha tecnología.
- Se considera que los costos asociados con las Subestaciones de Transformación en varios componentes importantes son muy altos en comparación con los estimados y utilizados en el PESIN 2007. ETESA debe justificar tal variación. Como ejemplo de lo anterior está lo siguiente:
  - Los auto transformadores de 230 kV/115/13.8 kV 105/140/175 MVA con 39 %, mientras que los auto transformadores del mismo nivel de tensión y potencia 350, 70 y 50 MVA, no sufrieron variación.
  - Los reactores de 230 kV aumentaron en 360 % con respecto a la referencia del PESIN 2007.
  - Los Bancos de capacitores aumentaron en 65 %.



- Esta situación se presenta también para otros ítems. (Comparar Tabla No. 6 del PESIN 2007 vs. PESIN 2008).

- Lo anterior conduce a que los costos de subestaciones respecto del PESIN 2007 aparenten estar sobrevalorados por lo que los mismos deben revisarse para hacerlos consistentes con valores propios de ETESA y valores internacionales. Los valores que finalmente se plasmen deben estar sustentados, en caso de registrar un aumento significativo.

#### 4. CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.

##### FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS

###### Observaciones generales

- Es conveniente que en el cuerpo del informe se incluya una tabla con la desagregación de la demanda y potencia adoptada por barra para los diferentes años de estudio y para cada escenario.
- Se recomienda relacionar los valores de demanda de potencia con los elaborados en el capítulo 1. Igualmente incluir un balance de potencias de generación y demanda, para aclarar posibles inconsistencias. (p. Ej. La suma de la demanda de los despachos de generación, incluyendo pérdidas, para los casos máxima de invierno o verano de la tabla 4.3, Pág. 102 es de 1041.3 MW mientras en el capítulo 1, Pág. 42 la demanda sin pérdidas es de 1080,70 MW).
- Es conveniente incluir una tabla con las centrales de generación incluido ACP existente y nuevas fuentes consideradas en los estudios y que se utilizan como referencia o elaborar un anexo con información complementaria de tal manera que se puedan apreciar los datos utilizados del parque de generación. Igualmente las nuevas obras de transmisión aprobadas por la ASEP y que se utilizan en los estudios básicos. Entre las fuentes de generación debería aclararse como se considera el sistema EOR en estos estudios.
- El diagrama unifilar presentado en el informe en la Figura N° 4.2, no se puede visualizar, se sugiere cambiar la resolución. Es conveniente utilizar una resolución similar a los unifilares del sistema en el Anexo 6, con los resultados del flujo de potencia.

###### Particulares

- En el "Capítulo 4", donde se encuentra el Resumen de Generación del año 2008 (Cuadro N° 4.3), no se han incluido todas las centrales generadoras según se observa en la correspondiente información disponible del Anexo 6, faltando la central "Concepción" con una generación de 9,5 MW en el escenario de Demanda Máxima de Invierno. De igual manera en el resumen de generación del año 2010 (Cuadro N°4.9) en el escenario de Demanda Máxima de Verano faltan las centrales "Concepción y Paso Ancho" con generaciones de 9,2 MW y 4,4 MW respectivamente.
- En el "Capítulo 4", en el análisis de Estado Estacionario correspondiente al flujo de potencia en situación de Operación Normal y Contingencia, se exhiben los resultados del nivel de tensiones solamente en las barras de 230 kV y no se hace mención en relación con las barras de 115KV del sistema, pese a tener los mismos límites en las tensiones y presentar mayores riesgos de violaciones. Es conveniente mencionar en el cuerpo del informe las barras con mayor y menor nivel de tensión en el sector del sistema de 115 kV e indicar que el resto de las tensiones pueden consultarse en el Anexo 6.



- En el "Capítulo 4", en el Análisis de Contingencia desarrollado para los diferentes años considerados para el corto plazo, no se han explicado los criterios adoptados para la selección de las contingencias analizadas. Un criterio podría haber sido considerar los vínculos cercanos a su límite superior de carga, que en principio podrían tener mayor riesgo de falla y afectar otros vínculos, al efectuarse la redistribución de las potencias transmitidas. Además, se observa que los seis casos de contingencias considerados, tres en líneas de 230 kV y otros tres en líneas de 115 kV, corresponden siempre a una línea de transmisión de doble circuito. Podría haber sido conveniente considerar además alguna línea de circuito sencillo. También se podría haber analizado situaciones críticas de otros componentes, como podría ser la salida de servicio del transformador T3 de la subestación Panamá 230 kV entre las barras PAN230-PAN115.

- En el "Capítulo 4", apartado "4.2.2 Análisis del año 2009" (página 105), donde se efectúa la Descripción del sistema, se han encontrado algunas inconsistencias, ya que el proyecto Termo Colón (T. Atlántico) tiene una capacidad de 116 MW (página 55) y no 100 MW como se menciona en este lugar. Además, la segunda etapa del Proyecto Balboa incorpora una potencia de 43,5 MW (página 55) y no 41,5 MW, de igual manera El Giral (T. Caribe) presenta una capacidad instalada de 50 MW (página 55) y no 49 MW, como se menciona en este caso.

- En estos escenarios de máxima no se ha considerado hipótesis de los intercambios con el EOR.

- Al "Anexo 6" correspondiente "Resultados de Flujo de Carga", por error se le ha denominado "Anexo 1".

## **CORTOCIRCUITO**

Observaciones menores:

- No se observa que se incluyan en la tabla 4.15 barras del sistema de transmisión que parte de Colón. Se considera importante su análisis dado el notable aumento de generación en esa zona en los próximos 2 años.

- No se incluye el despacho de unidades de generación utilizadas para realizar los cálculos de cortocircuito. Tampoco se conoce si se ha considerado el aporte del sistema del EOR que aporta a las corrientes de cortocircuito.

## **ESTABILIDAD**

- Se recomienda incluir en el informe final el detalle completo de los modelos dinámicos de generadores, reguladores de tensión y velocidad empleados en el estudio. Esta información debe ser lo más detallada posible e incluir sus origen e fuente para, de esa manera, respaldar los resultados obtenidos. De esta forma el informe será autosuficiente.

## **5. CAPÍTULO 5: NIVEL DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.**

### **Observaciones y Conclusiones.**

A los efectos de observar la evolución de los estudios de confiabilidad en este informe PESIN 2008 en relación a los correspondientes del PESIN 2007 se hará referencia a los mismos cuatro puntos que oportunamente fueron observados dado que se observa algunos han sido considerados y otros no.



- Representatividad de los datos de fallas: Esta recomendación no ha sido tomada en cuenta. Se ha continuado calculando los parámetros de las líneas individuales y promediando esos valores. Cabe destacar que no es lo mismo y ante una situación de escasa disponibilidad de datos estadísticos se desaprovechan aun más los mismos. Esto quiere decir que si una línea tiene el doble de longitud que otra y se calculan sus tasas de falla y luego se promedian no es lo mismo que sumar las longitudes de ambas líneas y luego calcular la tasa de falla representativa.

- Determinación de parámetros de distintos tipos de fallas: Este aspecto ha sido considerada adecuadamente y representa una mejora respecto del PESIN 2007.

- Criterios para determinar los estados de evaluación: Respecto este punto, sobre la necesidad de considerar fallas múltiples y no solamente fallas simples y de causa común, el mismo ha sido atendido razonablemente en el informe.

Incertidumbre de la demanda: El cuarto punto, referido a la necesidad de considerar el efecto de la incertidumbre de la demanda sobre los indicadores de confiabilidad no ha sido incorporado todavía. Por tal motivo se vuelve a insistir sobre la consideración de este aspecto.

Adicionalmente debe notarse lo siguiente:

- En relación con los resultados presentados en las tablas 5-2 y 5-3, los que han cambiado por la modificación realizada en la consideración de las fallas de causa común, se han mantenido los comentarios de la versión anterior, los que mencionan cifras inconsistentes con el contenido de las tablas. Lo mismo ocurre con el comentario de la Pág. 129 referido a la relación entre las tasas de fallas de las líneas de 115 kV y 230 kV.

- En el punto Modelo de carga se dan los factores de ponderación de cada condición de carga y sus fundamentos. No se entiende por qué se pondera con 35% la demanda mínima de verano si el 35% es demanda mínima y el 33% es verano.

- En la tabla 5-6, los valores indicados para las variables ASAI y ASUI están invertidos.



de

Nº. 0052

RICARDO BARRANCO PÉREZ  
PRESIDENTE EJECUTIVO

UNION FENOSA

EDEMET - EDECHI

Ing. D. PEREIRA

Ingeniero  
Isaac A. Castillo R.  
Gerente General  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
Panamá

PSA. O.R.

Ing. Ruedolf

25/1/08

A

25/1/08

Gerencia Ejec. de Operación Integrada

Recibido: [Signature]

Fecha: 25/1/08

Hora: 11:00 a.m.

PE-060-08

22 de enero de 2008

Estimado Ing. Castillo:

Con relación a su nota ETE-DE01-PLAN-002-2008, del 8 de enero de 2008, donde nos solicita comentarios de los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión del año 2008, tenemos a bien indicarle lo siguiente:

1. La metodología utilizada para la estimación de la demanda futura emplea como variable explicativa el "precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá", para lo cual toma las proyecciones del EIA-DOE. Lo anterior carece de sustento toda vez que en el documento no se presenta una demostración que compruebe que el comportamiento del precio medio de la energía eléctrica que pagan los clientes finales en Panamá se asemeja a las cifras del EIA-DOE.
2. En la tabla Demanda MW por Barra y Participante Consumidor de la página 45 de los Estudios Básicos 2008, se muestra que la SE Las Guías tiene una demanda a partir del año 2009, en contradicción a lo indicado en la página 11 del Anexo 9 donde se muestra que dicha SE tiene una demanda en el año 2008.
3. En la página 130 de los Estudios Básicos 2008, indica textualmente: "Las únicas salidas de los transformadores se deben a mantenimiento una vez al año durante 22 horas, entonces éste, por ejemplo, podría hacerse un fin de semana buscando de esta forma evitar el racionamiento en las cargas a través de ellos alimentadas. Alternativamente, si se dispone de generación en 115 kV, aún costosa, es posible hacer uso de ella con el fin de evitar dicho racionamiento." Esta condición se ha podido cumplir en el caso de la mayoría de los transformadores de ETESA que suministran la energía a EDEMET y EDECHI con excepción de los de Chorrera, en cuyo caso la salida extendida conlleva el corte de energía a los clientes de EDEMET del área Oeste con lo cual no se cumplen los parámetros de confiabilidad de transformadores.

4. En la página 133 de los Estudios Básicos 2008, indica textualmente: "Las barras de carga con mayor energía no suministrada es Llano Sánchez 115 kV, donde los transformadores 230/115 kV inician con una carga de 75% en el año 2008, y a partir de allí cualquier contingencia de uno de

ETESA  
GERENCIA DE PLANEAMIENTO

Recibido por [Signature]

Fecha: 25/1/08

Hora: 1:38 p.m.



10-22660 9/12 02

Ing. Isaac Castillo  
PE-060-08  
22 de enero de 2008  
Página No. 2

ellos, induce el corte de carga presentado, el cual alcanza su tope en el año 2011." Estimamos que hay un error de redacción pues debiera ser "con mayor energía suministrada". Tomando en consideración lo indicado en el punto anterior y lo aquí indicado, esta misma condición se presentó para los transformadores de Chorrera debido a que los mismos están al 72% de su capacidad total y la pérdida o mantenimiento extendido de uno de ellos induce al corte de carga inclusive en fines de semana, como sucedió en varias ocasiones en el año 2007, y esta condición no se menciona en este documento.

Atentamente,



Ricardo A. Barranco Pérez







Nº. 0046

ING. D. PEREIRA

PSA. Ing. Rendell

21 de enero de 2007  
DDI-ADM-005-2008

A.R. 25/1/08

25/1/08 9:25/1/08

Ingeniero

Isaac Castillo

Gerente General

**Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
(ETESA)**

E. S. D.

Ingeniero Castillo:

Dirección Ejec. de Operación Integrada	
Recibido:	<i>[Signature]</i>
Fecha:	25/1/08
Hora:	11:00 a.m.

Tenemos a bien referirnos a su nota ETE-DEOI-PLAN-003-2008 de 8 de enero de 2007, en la cual nos solicita nuestros comentarios a los Estudios Básicos correspondientes al Plan de Expansión de este año, que ETESA ha preparado en cumplimiento del artículo 75, literal c del Reglamento de Transmisión.

A continuación nuestros comentarios:

**ETESA  
GERENCIA DE PLANEAMIENTO**

Recibido por: *[Signature]*

Fecha: 25/1/08

Hora: 1:40 p.m.

Elektra Noreste, S.A.,  
Edif. Hatillo, Torre A,  
entre Ave. Cuba y  
Justo Arosemena  
Apdo. Postal 0833-0202  
Plaza Panamá.

Central Telefónica:  
(507) 220-5325 Ext. 5148

Teléfono:

(Fax):

(507) 220-3290

E-mail:

username@elektra.com.pa:

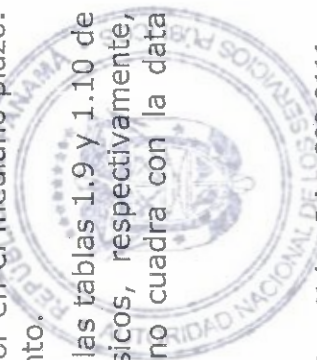
www.elektra.com.pa

1. En la página 29, el texto que dice "Al año 2007, la potencia eléctrica instalada en Panamá, sin considerar ACP ni Sistemas Aislados es de 1,326.1 MW<sup>13</sup>, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta diciembre del año corriente, es de 1,001.6 MW" no refleja la demanda máxima ocurrida en dicho año, que es de 1024.16 MW. Lo mismo ocurre en el cuadro de la página 33.

2. En la página 41 se incluyen los parques públicos en la descripción del alumbrado público. Esto no está de acuerdo con la regulación panameña en la cual el alumbrado público solamente incluye calles y avenidas de uso público.

3. Las Tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43, correspondientes a los escenarios moderado y optimista, respectivamente, muestran tasas de crecimiento muy parecidas. En el caso particular del sector residencial, dichas tasas son inferiores a los valores históricos registrados y están en oposición al gran crecimiento que refleja la construcción de grandes edificios que, de alguna manera, debe reflejarse en el consumo de dicho sector en el mediano plazo. Esto debiera explicarse mejor en el documento.

4. La data histórica (los años 1999 a 2007) de las tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43 de los Estudios Básicos, respectivamente, específicamente la energía total del SIN, no cuadra con la data



*[Handwritten signature]* 25/1/08 9:20 a.m.

registrada por el CND como data histórica del SIN. A continuación presentamos los datos de los cuadros arriba mencionados vs. la data del CND y sus variaciones:

Años	Data proporcionada por el CND	Plan de Expansión Estudios Básicos	Desviación
1999	4,360	4,475	-114
2000	4,659	4,968	-309
2001	4,705	5,000	-295
2002	4,951	5,222	-271
2003	5,074	5,343	-269
2004	5,297	5,571	-274
2005	5,434	5,711	-277
2006	5,614	5,761	-148
2007	5,953	6,246	-293

Favor explicar por qué los datos de ETESA en el referido plan no cuadran con los datos del CND.

5. La data histórica (los años 2001 a 2007) de las tablas 1.9 y 1.10 de las páginas 42 y 43 de los Estudios Básicos, respectivamente, específicamente la Demanda (MW) del SIN, no cuadra con la data registrada por el CND como data histórica del SIN. A continuación presentamos los datos de los cuadros arriba mencionados vs. la data del CND y sus variaciones:

Años	Data proporcionada por el CND	Plan de Expansión Estudios Básicos	Desviación
2001	839	816	23
2002	857	834	23
2003	883	862	21
2004	925	903	22
2005	946	923	23
2006	971	949	23
2007	1,024	1,002	23

Favor explicar por qué los datos de ETESA en el referido plan no cuadran con los datos del CND.

6. Recomendamos utilizar como referencia para el plan de expansión el Informe Indicativo de Demanda Vigente (2008 -2017) aprobado por la ASEP mediante resolución AN No.1296-Elec de 19 de Noviembre de 2007.



7. En las Tablas 1.9 y 1.10, de las páginas 42 y 43, respectivamente, se incluye dentro del pronóstico de la demanda consumos atendidos por sistemas aislados (GWHOTR) en casi todos los años. Nos parece que este criterio debe explicarse mejor, toda vez que la integración de sistemas aislados depende de condiciones que se presentan en forma extraordinaria. De hecho, los únicos casos que nos vienen a la mente fácilmente son la integración de Changuinola, luego de la conclusión de la Subestación Changuinola de ETESA y la de nuestro sistema del oeste de la provincia de Darién a la Subestación Bayano.
8. En la página 45, en el cuadro "Demanda MW por Barra y Participante Consumidor", recomendamos identificar las barras por su nombre completo para facilidad de lectura del documento.
9. No se evidencia que el Capítulo 2, Definición de Políticas y Criterios, esté fundamentado en un documento oficial emitido por la Comisión de Política Energética, tal como establece el artículo 60 del Reglamento de Transmisión.
10. Los análisis de flujo de cargas y corto circuito solamente cubren cuatro (4) años, mientras que los literales (vi) y (vii) del Artículo 73 del Reglamento de Transmisión establecen que deben hacerse a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.

Atentamente,

Javier Pariente  
Vicepresidente Ejecutivo y Gerente General

