



# 20

## Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución

Beneficios económicos y ambientales

Ing. Andrés Ghia - Dr Alberto Del Rosso  
Área de Pensamiento Estratégico



CÁMARA ARGENTINA  
DE LA CONSTRUCCIÓN

Ghia, Andres

Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución : beneficios económicos y ambientales / Andres Ghia y Alberto Del Rosso. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : FODECO, 2014.

34 p. ; 29x21 cm.

ISBN 978-987-1915-48-4

1. Recursos Energéticos. I. Del Rosso, Alberto II. Título  
CDD 333.7

Fecha de catalogación: 07/10/2014



Esta edición se terminó de imprimir en Multigroup SRL  
Av. Belgrano 520 - Ciudad de Buenos Aires, Argentina,  
en el mes de noviembre de 2014.  
[www.multigraphic.com.ar](http://www.multigraphic.com.ar)

1era. edición - Noviembre 2014  
130 ejemplares

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de la cubierta, puede ser reproducida, almacenada o transmitida en manera alguna ni por ningún medio, ya sea electrónico, químico, óptico, de grabación o de fotocopia, sin previo permiso escrito del editor.



CÁMARA ARGENTINA  
DE LA CONSTRUCCIÓN

---

# REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

## Beneficios Económicos y Ambientales

Ing. Andrés Ghia & Dr. Alberto del Rosso

**Área de Pensamiento Estratégico**

Diciembre 2013



# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b> .....	7
<b>1. Introducción y Objetivos del Trabajo</b> .....	9
1.1. Planteo del Problema .....	9
1.2. Objetivo y Alcance del Trabajo .....	10
1.2.1. Estructura del informe .....	10
1.3. Definiciones .....	10
1.3.1. Pérdidas Técnicas .....	10
1.3.2. Pérdidas No Técnicas .....	10
1.3.3. Pérdidas Totales .....	11
<b>2. Métodos para Reducir Pérdidas Técnicas en Sistemas de Transmisión y Distribución</b> ....	12
2.1. Caracterización de Pérdidas de Energía y Potencia en Sistemas de Distribución .....	12
2.2. Tecnologías para Reducir Pérdidas en Sistemas de Distribución .....	15
2.2.1. Reducción controlada de la Tensión .....	16
2.2.2. Cambio de Conductor en Alimentadores .....	16
2.2.3. Reconfiguración de Mínimas Pérdidas .....	16
2.2.4. Mejora de la Eficiencia de Transformadores de Distribución .....	16
2.2.5. Optimización de la Potencia Reactiva .....	17
2.2.6. Rebalanceo de Fases .....	17
2.2.7. Incremento de la Tensión Nominal .....	17
2.3. Caracterización de Pérdidas de Energía y Potencia en Sistemas de Transmisión .....	17
2.4. Tecnologías para Reducir Pérdidas en Sistemas de Transmisión .....	19
2.4.1. Aumento de la Tensión Nominal .....	19
2.4.2. Optimización de la Tensión/Potencia Reactiva .....	20
2.4.3. Uso de Conductores de Baja Resistencia .....	21
2.4.4. Mejora de la Eficiencia de Transformadores .....	21
2.4.5. Reducción de la Energía Utilizada en Subestaciones .....	22
2.4.6. Otras pérdidas .....	22
<b>3. Estimación de la Reducción de Pérdidas Técnicas en el Sistema Electrico Argentino</b> ....	23
3.1. Reducción de Pérdidas en Distribución .....	23
3.1.1. Procedimiento .....	23
3.1.2. Condiciones de Referencia .....	23
3.1.3. Reducción de Consumo y Pérdidas .....	24
3.1.4. Resultados para Distribución .....	25
3.2. Reducción de Pérdidas en Transmisión .....	27
3.2.1. Procedimiento .....	27
3.2.2. Reducción de Pérdidas .....	27
3.2.3. Resultados para Transmisión .....	28
3.3. Resumen de Resultados .....	30
<b>4. Resumen y Conclusiones</b> .....	33
<b>5. Bibliografía</b> .....	35



# Resumen

## Introducción

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

Se estima que en general las pérdidas de energía en las redes de distribución oscilan entre el 5 y 6 por ciento de la energía entregada a los usuarios, y entre el 2,5 y 4 por ciento de la energía transportada en los sistemas de transmisión. Si bien este porcentaje no parece elevado, el valor absoluto cuando se considera todo el sistema nacional es realmente significativo. En efecto, si tenemos en cuenta que la demanda de energía anual en el país en el año 2012 fue de aproximadamente 22.000 GWh, si se considera una pérdida promedio total del sistema del 10 % por ciento, la energía perdida en las redes será de aproximadamente 2.200 GWh. Esto representa la energía suficiente para alimentar 3,6 millones de hogares promedio de Capital Federal.

Existen oportunidades significativas para mejorar la eficiencia energética de las redes existentes y de las ampliaciones futuras. Mejorar la eficiencia significa implementar medidas que lleven los niveles de eficacia más allá de las prácticas aceptadas para la actividad. Existen una cantidad de medidas prácticas y tecnologías que pueden implementarse para reducir las pérdidas en las redes.

## Objetivo

El objetivo de este trabajo es estimar el mejoramiento de la eficiencia de sistemas de transmisión y distribución (reducción de pérdidas) que podría lograrse con la implementación masiva de tecnologías y medidas para reducir pérdidas. Cabe destacar que este trabajo se refiere solo a la disminución de pérdidas técnicas.

## Conclusiones

En este trabajo se presenta un análisis simplificado de los potenciales ahorros de energía que podrían lograrse si se implementaran una serie de medidas para reducir las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión. La metodología de estudio considera un periodo de 15 años, con el año horizonte en 2028, donde se va desarrollando una implementación gradual de estas técnicas de reducción de pérdidas.

Los resultados indican que podría lograrse una reducción total del 3% de la demanda máxima del sistema en el año horizonte. En valor absoluto este ahorro es significativo y puede tener un impacto notable en las inversiones del sistema.

Debe destacarse que en general la implementación de medidas para reducir pérdidas es económicamente viable cuando se reemplazan equipos y componentes debido a falla o vencimiento de la vida. Por ejemplo, es prácticamente imposible justificar el cambio de un transformador de potencia solo para mejorar le eficiencia. Sin embargo, si la decisión de cambiar la maquina se ha tomado por otro motivo (falla, edad, confiabilidad, etc.), entonces se presenta la oportunidad de considerar una opción con menores premios. Los beneficios del ahorro en ese caso deben superar el costo adicional de un transformador más eficiente, pero no el costo total.

Por este motivo, es sumamente importante que se le dé mayor peso a la eficiencia energética cuando se reemplazan equipamiento y partes de un sistema, porque es prácticamente la única oportunidad para hacerlo. En efecto, una vez que el nuevo elemento se pone en servicio, después habrá que esperar varias décadas hasta que el mismo deba ser reemplazado nuevamente.



# 1. Introducción y Objetivos del Trabajo

## 1.1. PLANTEO DEL PROBLEMA

Cuando se transmite energía eléctrica desde las centrales de generación a los usuarios a través de las redes de transmisión y distribución, se producen pérdidas de energía y potencia, debido a las características físicas de los componentes de la red. Estas pérdidas son inherentes a la conducción de la energía eléctrica a través de medios físicos y no pueden evitarse del todo.

Se estima que en general las pérdidas de energía en las redes de distribución oscilan entre el 5 y 6 por ciento de la energía entregada a los usuarios, y entre el 2,5 y 4 por ciento de la energía transportada en los sistemas de transmisión. Si bien este porcentaje no parece elevado, el valor absoluto cuando se considera todo el sistema nacional es realmente significativo. En efecto, si tenemos en cuenta que la demanda de energía anual en el país en el año 2012 fue de aproximadamente 22.000 GWh<sup>1</sup>, si se considera una pérdida promedio total del sistema del 10 % por ciento, la energía perdida en las redes será de aproximadamente 2.200 GWh. Esto representa la energía suficiente para alimentar 3,6 millones de hogares promedio de Capital Federal<sup>2</sup>.

En general puede decirse que no es económicamente viable diseñar un sistema con un porcentaje de pérdidas muy bajo, dado que eso implicaría niveles de inversión prohibitivos. Si bien los sistemas de transmisión y distribución se diseñan teniendo en cuenta el impacto económico de las pérdidas, generalmente hay otros aspectos que priman en el diseño de instalaciones, lo que hace que en muchos casos las soluciones adoptadas no son óptimas en relación a la eficiencia energética. Existen además una cantidad importante de componentes de red con muchos años de servicio y deterioro, lo que afecta su eficiencia. Por otro lado, se han introducido una serie de cambios de topología y uso en las redes respecto a su diseño original para adaptar las mismas a los crecientes y cambiantes requerimientos de servicio. Estos cambios implican que en muchos casos las redes se operan muy fuera de sus parámetros óptimos de diseño, lo que afecta significativamente su eficiencia.

Lo anterior indica que existen oportunidades significativas para mejorar la eficiencia energética de las redes existentes y de las ampliaciones futuras. Mejorar la eficiencia significa implementar medidas que lleven los niveles de eficacia más allá de las prácticas aceptadas para la actividad.

Existen una cantidad de medidas prácticas y tecnologías que pueden implementarse para reducir las pérdidas en las redes. EPRI ha realizado en los últimos cinco años una gran cantidad de casos de estudio y

<sup>1</sup>CAMMESA Informe Anual 2012

<sup>2</sup>Según datos de las distribuidoras de jurisdicción nacional, el consumo promedio de Capital y Gran Buenos Aires, se encuentran en los 550 kWh por bimestre, esto es 3.300 kWh/año.

proyectos pilotos para cuantificar y demostrar el ahorro energético que puede lograrse implementando estas medidas, los beneficios económicos y los costos de implementación, y los beneficios ambientales en relación con la reducción de las emisiones de carbono.

## 1.2. OBJETIVO Y ALCANCE DEL TRABAJO

El objetivo de este trabajo es estimar el mejoramiento de la eficiencia de sistemas de transmisión y distribución (reducción de pérdidas) que podría lograrse con la implementación masiva de tecnologías y medidas para reducir pérdidas. Cabe destacar que este trabajo se refiere solo a la disminución de pérdidas técnicas.

### 1.2.1. ESTRUCTURA DEL INFORME

En la primera parte se hace una descripción de las tecnologías disponibles para reducir pérdidas en las redes de distribución y transmisión. Para cada una se describe en forma resumida la implementación, los potenciales beneficios y otras consideraciones para su aplicación. Este análisis se lleva a cabo fundamentalmente en base a los resultados de los trabajos de EPRI, que son los más profundos y detallados en esta área.

Posteriormente se hace una estimación general de la posible reducción de pérdidas de energía que puede obtenerse si se implementan estas medidas en forma masiva en el sistema nacional. Para este cálculo se realiza en primera medida una proyección del crecimiento de la demanda total, utilizando un método econométrico que considera como variable independiente el crecimiento estimado del PBI. Por otro lado se adoptan hipótesis sobre el grado de implementación de diversas tecnologías de reducción de pérdidas, y el porcentaje de reducción que las mismas permiten. Por último, se hace una estimación del impacto de la mejora en la eficiencia energética de las redes sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> debidas al sistema eléctrico.

## 1.3. DEFINICIONES

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen:

### 1.3.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas.

### 1.3.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Se consideran pérdidas no técnicas a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. Ello representa para la empresa prestadora del servicio público una pérdida económica importante y por lo tanto debe ser reconocida en la tarifa hasta un determinado valor de eficiencia. Según el origen puede clasificarse en:

1. **Por Robo o Hurto:** comprende la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no tienen sistemas de medición (conexiones clandestinas o "colgados").

2. **Por Fraude:** corresponde a aquellos usuarios que manipulan los equipos de medición para que registren consumos inferiores a los reales.
3. **Por Administración:** corresponde a energía no registrada por la gestión administrativa de la empresa (errores de medición, errores en los procesos administrativos, falta de registro adecuada, estimaciones desactualizadas, obsolescencia de medidores, errores en los registros de censos de instalaciones de alumbrado público, etc.).

### 1.3.3. PÉRDIDAS TOTALES

Las Pérdidas Totales, son las que realmente se pueden medir en los sistemas en forma directa a través de medidores de energía y potencia, y se determinan como la diferencia de energía medida y cobrada por el Ente o Empresa que vende el servicio a la Empresa Distribuidora y la que realmente registra y factura a sus clientes. Esa diferencia es la suma de las Pérdidas Técnicas + las Pérdidas No Técnicas.

## 2. Métodos para Reducir Pérdidas Técnicas

### 2.1. CARACTERIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas de energía y potencia se deben a las condiciones propias de las instalaciones. En general se destacan dos tipos de pérdidas:

- a) **Pérdidas Óhmicas o Pérdidas en el Cobre:** son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de los circuitos. Su magnitud depende entonces de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas. También se las denomina pérdidas de carga.
- b) **Pérdidas en Vacío:** Estas se originan por la circulación de corrientes de magnetización en los núcleos de hierro de transformadores y otros equipos de la red. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por corrientes parásitas en aisladores de líneas y por efecto corona. Estas últimas se manifiestan fundamentalmente en redes de transmisión. En distribución son insignificantes. A diferencia de las pérdidas de carga, las pérdidas de vacío aparecen toda vez que los circuitos están energizados, independientemente del nivel de carga o circulación de flujo de potencia por los mismos.

La caracterización e identificación de los distintos tipos de pérdidas en redes de distribución no es sencillo. Es muy difícil poder hacerlo por medio de mediciones, y en general no es una tarea que las empresas hagan habitualmente. El Electric Power Research Institute (EPRI) de los Estados Unidos llevó a cabo un programa de investigación muy exhaustivo durante los años 2008 a 2011, donde se analizaron una gran cantidad de alimentadores de diferentes empresas y de variadas características físicas y operativas, a los efectos de discriminar los distintos tipos de pérdidas y su peso relativo en las pérdidas totales.

Las siguientes son algunas conclusiones importantes de los resultados de ese trabajo, en cuanto a la caracterización de las pérdidas en distribución [6] [7] [8]:

- Las pérdidas totales en los sistemas analizados (pérdidas de energía totales de distribución, sin incluir el transformador de la subestación), oscilaron entre 1,71% y 7,69% promediando 3,64% del consumo total.
- Las pérdidas a máxima demanda (carga pico) oscilaron entre 2,9% y 6,04% con un promedio de 3,83%, lo que demuestra una gran dispersión. Las pérdidas máximas que superan el 3,0% fueron reportados en el 75% de los circuitos, mientras que el 25% de los circuitos presentaron pérdidas

superiores a 5,8%. El mayor porcentaje de estas pérdidas se debe a pérdidas primarias en las líneas o alimentadores.

- Las pérdidas primarias en las líneas representaron en promedio un 1,4% de la demanda total.
- Las pérdidas en vacío en transformadores promediaron 1.6% del total de demanda, con una variación de entre 0,5% a 3,5%.
- Las pérdidas en circuitos secundarios (acometidas) fueron muy bajas, en promedio 0,3% del consumo, con un máximo de 0,8%. Los informes del estudio destacan que en realidad el detalle sobre estas pérdidas solo se pudo obtener en algunos circuitos, por lo que es difícil generalizar los resultados.

La **Tabla 2-1** ha sido elaborada en base a los resultados del trabajo del EPRI, y la misma muestra las pérdidas en circuitos de distribución desagregadas por categoría [7]. Se observa en esta tabla que las pérdidas en los alimentadores primarios y las pérdidas en vacío en los transformadores de distribución representan los mayores componentes de pérdidas.

Categoría	Porcentaje
Pérdidas en el hierro en transformadores de subestaciones	6.6%
Pérdidas óhmicas en transformadores de subestaciones	5.1%
Servicios auxiliares en subestaciones	1.3%
Pérdidas óhmicas en alimentadores	38.5%
Pérdidas en el hierro en transformadores de distribución	24.6%
Pérdidas óhmicas en transformadores de distribución	7.3%
Pérdidas en redes de baja tensión	15.4%
Otros (medidores, acometidas, etc.)	1.1%

Tabla 2-1: Desagregación de pérdidas en distribución.

No se ha encontrado información con ese nivel de desagregación para el sistema eléctrico argentino. Sin embargo, a falta de otra información, estos valores pueden ser utilizados como referencia para este estudio. Para tal objetivo, resulta necesario complementar dicha información de referencia con datos relevantes del sistema argentino. El informe de referencia [1], si bien data de algunos años atrás, presenta información general muy valiosa para los objetivos de este trabajo. En el sistema argentino en la mayoría de las provincias hay Grandes Usuarios Mayores (GUMAs), Grandes Usuarios Menores (GUMEs) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA)<sup>3</sup>, que compran directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y utilizan las ins-

<sup>3</sup>Grandes Usuarios Mayores (GUMAs): Son aquellos que tienen, como mínimo, una demanda de potencia para consumo propio  $\geq 1$  MW, y de energía  $\geq 4.380$  MWh anuales.

Grandes Usuarios Menores (GUMEs): Son aquellos que tienen una demanda de potencia para consumo propio  $\geq 30$  kW, y  $< 2.000$  kW (medición triple tarifa).

Grandes Usuarios Particulares (GUPA): Son aquellos que tienen en cada punto de conexión una demanda de potencia para consumo propio  $\geq 30$  kW, y menor a 100 kW (medición simple tarifa).

talaciones de transporte de la distribuidora local, remunerando a ésta mediante la figura de Función Técnica de Transporte. Por lo tanto, la demanda de estos agentes impacta directamente los sistemas de transmisión, pero no de distribución.

<b>Demanda por Categoría Tarifaria</b>	<b>Distribución %</b>	
<b>Residencial &lt; 10 Kw</b>	34,04	75,54
<b>Pequeñas Demandas No Residenciales &lt; 10 Kw</b>	9,55	
<b>Alumbrado Público &lt; 10 kW</b>	3,91	
<b>Comercio y PyMEs ≥10 y &lt; 300 kW</b>	13,93	
<b>Industria ≥ 300 kW</b>	14,12	
<b>Grandes Usuarios del MEM (No abastecidos por las Distribuidoras)</b>	24,45	
<b>Total País</b>	<b>100%</b>	

Tabla 2-2: Distribución porcentual de la demanda de energía por categoría tarifaria (Fuente [1])

El total de Empresas y Cooperativas de distribución demandan aproximadamente el 76 % de la electricidad total del MEM, como se ve la Tabla 2-2 [1]. Las Cooperativas representan el 10 % del total de energía distribuida por Empresas y Cooperativas.

Otra información importante que presenta ese estudio es el valor total de pérdidas por empresa de distribución. Tal información se presenta en la Figura 2.1. Del análisis se observa que el 72 % de las empresas tienen una pérdida total por debajo del 15 %; 28 % de las empresas tienen pérdidas totales con valores entre 18 y 30 % y hay una sola con 40 %. En promedio las pérdidas totales es de 15,7 %.

Puede asegurarse que en materia de Pérdidas Técnicas, las empresas argentinas no presentan una situación preocupante, dado que se han realizado inversiones importantes en la modernización de las redes. El 92 % tienen valores por debajo del 10 %. En promedio las pérdidas técnicas de las empresas son del 6 %.

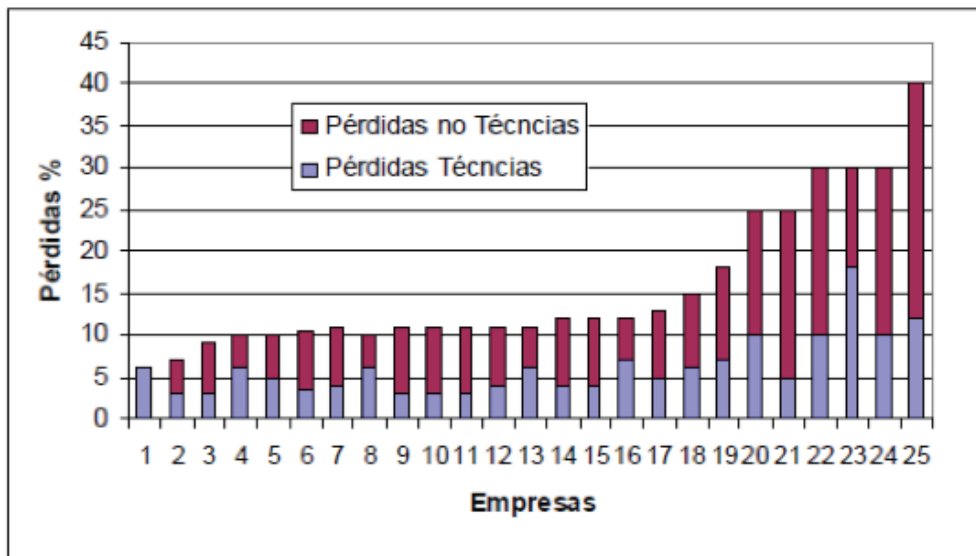


Figura 2-1: Pérdidas Técnicas y no Técnicas por Empresa (Fuente [1]).

## 2.2. TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Existen una variedad de tecnologías y métodos que pueden implementarse para reducir las pérdidas técnicas en redes de distribución. Los estudios realizados por el EPRI, mencionados anteriormente, demuestran que estas tecnologías pueden ser atractivas económicamente. Algunas pueden implementarse en forma eficiente en los sistemas existentes (ejemplo optimización de la tensión, y rebalanceo de fases), mientras que otras resultan atractivas solo cuando se instalan nuevos circuitos, y se reacondicionan por completo circuitos existentes. Las reducciones de pérdidas que pueden lograrse dependen en gran medida de las características de las redes, de los estándares de diseño de las empresas, y de la forma de operar los sistemas. Por lo tanto, para determinar si una opción es factible y económicamente viable debe hacerse un análisis específico en el sistema en cuestión. Para los objetivos de este trabajo, se asumen valores generales relativos a las mejoras que pueden lograrse.

En esta sección se describen sucintamente las distintas tecnologías de reducción de pérdidas consideradas en este estudio. El lector interesado en más detalles puede recurrir a los documentos de referencia.

### 2.2.1. REDUCCIÓN CONTROLADA DE LA TENSIÓN

Este caso se trata de una técnica que hace uso de la sensibilidad de la demanda eléctrica a las variaciones de la tensión. Cuando se disminuye la tensión al usuario final, la demanda neta de potencia activa y reactiva también disminuye. No todas las cargas se comportan de la misma manera, porque en algunos casos la medida es más efectiva que en otros. A esta técnica se la conoce por su nombre en inglés como "Conservation Voltage Reduction (CVR)".

Estudios de campo realizados en los últimos años demuestran que una reducción del 1% en la tensión, ocasiona una disminución entre el 0,6% y el 1% del consumo. La máxima reducción posible en la tensión está limitada por las condiciones de calidad de servicio, donde el límite inferior del rango permitido de tensión es del 10%, para el usuario más afectado (en el extremo del alimentador o circuito).

Esta técnica es ampliamente utilizada en ciertas regiones de Estados Unidos. Existen varias técnicas y métodos, que van desde el simple control sobre los taps de los transformadores de estación, hasta sistemas de control de lazo cerrado que retroalimentan información desde el usuario final. El informe de la referencia [10], presenta una descripción detallada de estas tecnologías así como el resultado de numerosos estudios de campo y laboratorio.

### 2.2.2. CAMBIO DE CONDUCTOR EN ALIMENTADORES

El uso de conductores de baja resistencia (conductores trapezoidales que se describe en el apartado siguiente relativo a las pérdidas en transmisión), permiten disminuir las pérdidas técnicas. En este caso aplica un concepto similar, solo que la utilización de conductores trapezoidales es limitada, por lo que refiere mayormente al uso de conductores de mayor sección.

En general es muy difícil justificar el reemplazo de un conductor en un alimentador existente solo por consideraciones de eficiencia, sin embargo, como sucede en muchos otros casos, si el conductor se debe reemplazar por otros motivos (corrosión, rotura, capacidad), una alternativa de menor pérdida óhmica puede resultar viable si se realizan cálculos integrales de eficiencia y economía a lo largo de toda la vida útil del sistema eléctrico.

### 2.2.3. RECONFIGURACIÓN DE MÍNIMAS PÉRDIDAS

Los circuitos de las redes de distribución son extensos y presentan una estructura compleja. La forma en que se conectan entre sí los distintos circuitos del sistema puede variarse de acuerdo a las necesidades. Mediante procedimientos de optimización, es posible determinar cuál es la configuración que minimiza las pérdidas manteniendo el nivel de seguridad y confiabilidad requerido.

### 2.2.4. MEJORA DE LA EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución representan una importante fuente de pérdidas en el sistema, principalmente debido a las pérdidas en el hierro, debido a que el factor de uso de los mismos es bajo (operan mucho tiempo a baja carga). Un estudio exhaustivo llevado a cabo por el laboratorio nacional de "Oak Ridge" en



los Estados Unidos, demostró que el reemplazo de transformadores de distribución, especialmente los más antiguos, por otros de mayor eficiencia (hierro - silicio con grano orientado), se puede lograr una reducción de las pérdidas del orden del 20%-30%. A partir de los resultados de ese estudio, se implementaron en Estados Unidos reglamentaciones que exigen un mínimo de eficiencia para los transformadores de distribución que se fabrican e instalan a partir del año 2010.

### **2.2.5. OPTIMIZACIÓN DE LA POTENCIA REACTIVA**

Mediante una optimización del uso de los recursos de compensación de reactivo (bancos de capacitores) y de controladores de tensión (taps de transformadores, reguladores de tensión), se pueden minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, reduciendo por consiguiente las pérdidas en la red. La experiencia y estudios detallados demuestran que puede lograrse un ahorro de pérdidas de entre 5%-15% en los alimentadores primarios.

Este tipo de medida se ha utilizado en algunos sistemas por décadas, sin embargo su uso no es masivo. Las nuevas tecnologías de redes inteligentes permiten realizar un control más preciso, adaptado a las condiciones del sistema en cada momento, y en forma más automatizada, reduciendo la intervención del operador, y mejorando la eficiencia del control.

### **2.2.6. REBALANCEO DE FASES**

En los circuitos secundarios de distribución, las cargas monofásicas se conectan a las diferentes fases de los circuitos. Si bien se trata de que las cargas en las distintas fases de los circuitos estén balanceadas, no siempre se logra en forma óptima. El desbalanceo de fases provoca corrientes de circulación que originan pérdidas. Un rebalanceo apropiado de las fases es una medida de relativamente bajo costo que puede ayudar a reducir las pérdidas en distribución. Para ello, conforme a la medida, registro y características de uso de los clientes de cada alimentador, se puede llegar a re-ubicar a cada uno de los mismos, para llegar a una optimización de la carga y mejorar el factor de uso de cada fase.

### **2.2.7. INCREMENTO DE LA TENSIÓN NOMINAL**

Tal como se describe en el caso de transmisión, una de las formas más eficaces de reducir las pérdidas en una red es elevar la tensión nominal de los circuitos de sub-transmisión y distribución. En algunos casos, como por ejemplo en algunas partes de los Estados Unidos, existen circuitos de distribución antiguos con tensiones nominales de 2,4 kV o 4,16 kV. En esos casos puede resultar conveniente elevar la tensión de los mismos para mejorar la eficiencia. En el sistema eléctrico argentino los niveles de tensión en distribución no presentan tanta dispersión (normalmente son de 13,2 kV o 33 kV), sin embargo puede haber casos donde el aumento de la tensión nominal sea viable.

## **2.3. CARACTERIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

Tal como sucede en distribución, las pérdidas en las redes de transmisión se las puede clasificar en pérdidas óhmicas o de carga, y pérdidas en vacío. En el caso de los sistemas de transmisión, las pérdidas en vacío

tales como las originadas por el efecto corona en las líneas y las debidas a corrientes parásitas en aisladores, son más notables que en los sistemas de distribución, sin embargo el peso relativo de estas en las pérdidas totales, es realmente muy bajo [14].

El aporte de cada tipo de componente a las pérdidas totales de transmisión es difícil de determinar en forma precisa. El estudio de referencia [11] presenta una desagregación de los componentes de pérdidas que ha sido elaborado a partir de numerosos estudios de pérdidas de diferentes empresas eléctricas. La tabla siguiente muestra esa clasificación y desglose de pérdidas. La mayor parte de las pérdidas se debe a las corrientes por los conductores de las líneas y cables de transmisión. Los transformadores representan alrededor del 11% de las pérdidas, y esto incluye las pérdidas en el cobre o pérdidas de carga y las pérdidas en el hierro. Una categoría importante considerada, es la energía utilizada en los servicios auxiliares e instalaciones de subestaciones. Esto no es una pérdida de energía en el sentido estricto, ya que es energía consumida. Sin embargo desde el punto de vista de la eficiencia del sistema de transmisión es energía que no llega al usuario, por lo tanto es considerada pérdida.

Se incluyen también otros componentes de pérdidas menores como las debidas al efecto corona en líneas y las pérdidas en hilos de guardia de las líneas. En la categoría de varios se incluyen otras pérdidas, tales como las debidas a corrientes parasitas en aisladores, pérdidas en reactores, capacitores y otros componentes del sistema.

Categoría	Porcentaje
Pérdidas en conductores de líneas	75%
Pérdidas en transformadores	11%
Sistemas auxiliares y pérdidas en subestaciones	6%
Efecto Corona y pérdidas en hilos de guardia	5%
Otras pérdidas (ej.: aisladores, reactores, etc.)	3%

**Tabla 2-3:** Desagregación de pérdidas en sistemas de transmisión.

Para los objetivos de este trabajo es necesario considerar, al menos en forma aproximada, los porcentajes de energía que se pierden en el sistema eléctrico argentino. La **Figura 2-2** presenta la evolución de balances anuales de energía en el sistema eléctrico desde el año 1992 al 2012. Estos balances no incluyen las redes de distribución, por lo que las pérdidas pueden considerarse como pérdidas en la transmisión.

En la **Figura 2-3** se grafican los porcentajes de pérdidas respecto a la demanda total para los distintos años. Se observa una fuerte reducción de pérdidas y consumos a partir de 2000. A los efectos de este estudio se considera un promedio de los últimos 10 años, en un valor de 3,9 %.

• Demanda																					
(GWh)	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
DEMANDA AGENTES MEM	49715	52660	55995	58012	62018	66031	69103	71689	75592	78103	76486	82260	87494	92387	97593	102960	105935	104605	110775	116507	121192
EXPORTACION	12	14	15	191	311	273	79	712	4715	4201	1009	437	1938	1362	2100	578	1618	1292	359	265	280
BOMBEO	354	491	609	254	130	303	340	474	132	40	64	47	145	432	348	571	537	714	554	566	723
PERDIDAS Y CONSUMOS *	3973	5283	5857	6230	6292	7167	6968	3002	3311	3664	3775	3698	3709	3979	4586	4373	4293	4722	4046	3894	3610
TOTAL	54054	58448	62476	64687	68751	73774	76490	75877	83750	86007	81334	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121232	125804
RACIONAMIENTO TENSION	122	43	9	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RACIONAMIENTO CORTES	3	14	15	14	4	8	2	14	8	8	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL REQUERIDO	54179	58505	62500	64706	68756	73782	76492	75891	83758	86015	81348	86442	93286	98160	104627	108482	112382	111333	115735	121216	125804

Figura 2-2: Evolución de balances anuales de energía (Fuente CAMMESA).

## 2.4. TECNOLOGÍAS PARA REDUCIR PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Se describen a continuación en forma simplificada, distintas alternativas tecnológicas para reducir las pérdidas en los sistemas de transmisión. El lector interesado en adquirir mayor conocimiento sobre este tema puede encontrar información detallada en los informes de las referencias [12][13][14].

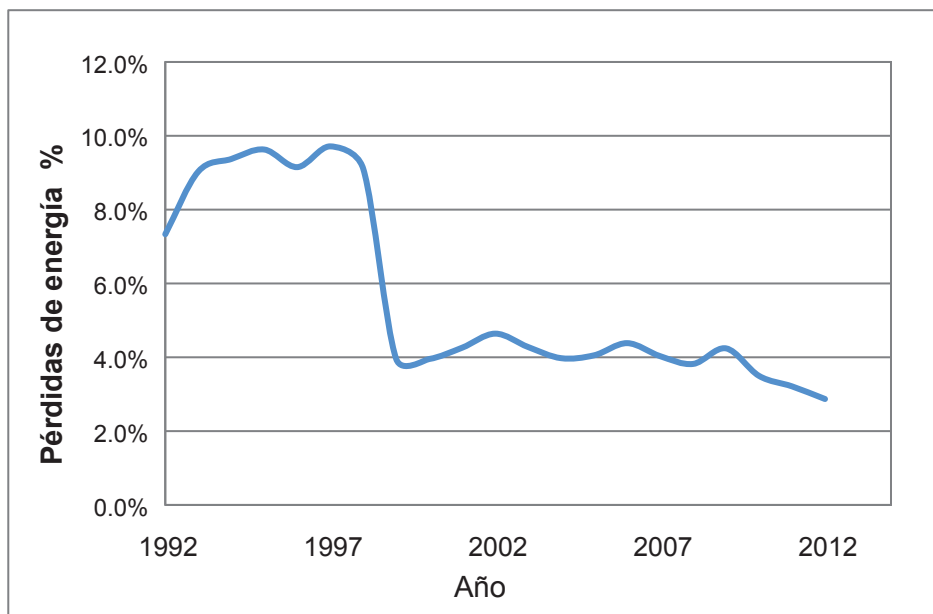


Figura 2-3: Evolución de pérdidas totales de energía en el sistema de transmisión

### 2.4.1. AUMENTO DE LA TENSIÓN NOMINAL

Una de las formas más eficaces de reducir las pérdidas en una red es elevar la tensión nominal de las líneas de transmisión. En efecto, para la misma potencia transmitida, si la tensión se duplica la corriente se reduce a la mitad y las pérdidas – que son función del cuadrado de la corriente – se reducen en un 75%. En general la decisión de construir redes en una tensión mayor esta fundamentalmente ligada a la capacidad de transportar mayor potencia, más que al aspecto de pérdidas.

En muchos casos es posible expandir el sistema superponiendo redes de mayor tensión a las redes existentes, en lugar de reforzar el sistema actual con más líneas de la misma tensión. Tal decisión depende de

muchos factores, pero fundamentalmente de la visión de largo plazo. En una planificación de largo plazo 15-20 años, se puede tener una visión más estratégica sobre la evolución del sistema, y diseñar el mismo en función de las mejores opciones que respondan a ese objetivo. Construir redes de mayor tensión donde no las hay es una opción más onerosa. En la planificación de corto plazo en general se busca reforzar la red para adecuar a la misma a las condiciones previstas en un periodo de 3-5 años, por lo que normalmente no se consideran cambios significativos en la estructura de la red vigente.

Esta opción no solo contempla la construcción de nuevas líneas, sino también la adaptación de líneas existentes para operar en una mayor tensión nominal. Existen varios ejemplos de esta técnica en otros países [14]. Por ejemplo, líneas de 115 kV fueron modificadas para operar a 230 kV. Si bien podrían encontrarse casos aislados en el sistema argentino, se considera que esta opción es de limitada aplicación.

En el sistema eléctrico argentino los sistemas de transmisión regionales están constituidos fundamentalmente por líneas en 132 kV, y en menor medida con líneas de 220 kV. Existen algunos proyectos para construir más líneas de 220kV – por ejemplo en anillo de 220 kV en la región de Gran Mendoza considerada en el Plan Federal II – pero en general contemplan la expansión de las redes en 132 kV.

Por otro lado, cabe mencionar que el sistema argentino de interconexión de 500 kV ha sido extensamente ampliado en los últimos años, y en algunos casos ha ayudado de “descomprimir” en alguna medida las redes regionales. Por lo tanto, se considera que la utilización de este recurso en el futuro para reducir pérdidas se limita algunos casos en las redes regionales.

#### **2.4.2. OPTIMIZACIÓN DE LA TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA**

El perfil de tensión a lo largo de la red se puede optimizar de modo de minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, y por consiguiente minimizar las pérdidas. Si bien es un principio muy conocido en la industria, no se aplica en forma masiva.

Mantener un perfil óptimo de tensiones a medida que las condiciones del sistema cambian requiere de un sistema de control centralizado, en muchos casos denominado control secundario de tensión. Este tipo de control se aplica en algunos sistemas eléctricos de Europa y China [14], sin embargo no está ampliamente difundido.

En la mayoría de los casos, se define mediante estudios un determinado perfil de tensiones que luego el operador del sistema debe tratar de mantener durante la operación. Dado que las condiciones del sistema cambian permanentemente, los valores de tensión definidos en los estudios no son en general los que optimizan la red para las condiciones reinantes en un momento dado. Algunos estudios demuestran que realizando la optimización en línea (varias veces al día) se pueden obtener importantes beneficios no solo de reducción de pérdidas, sino que más importante aún, una optimización de los recursos de compensación y aumento de las reservas de potencia reactiva [15][16].

### 2.4.3. USO DE CONDUCTORES DE BAJA RESISTENCIA

Los conductores que se utilizan en la gran mayoría de líneas de transmisión, están constituidos por hilos de sección circular trenzados para conformar la sección del conductor (normalmente conductores del tipo ACSR). El hecho de que la sección de los hilos sea circular hace que queden espacios vacíos entre los mismos, reduciendo la sección efectiva de aluminio. Existen otro tipo de conductores denominados conductores de sección trapezoidal (TW ACSR), en los cuales los hilos que conforman el conductor tienen una sección transversal en forma de trapecio, lo que permite reducir y eliminar el espacio de aire entre los hilos conductores. Como consecuencia, un conductor trapezoidal del mismo diámetro que un conductor convencional del tipo ACSR, puede presentar hasta un 25% más de sección de aluminio, es decir un 25% menos de resistencia.

En las líneas áreas de transmisión, las fuerzas que definen las dimensiones de la estructura y sus cimentaciones están mayormente definidas por las fuerzas de viento sobre el conductor, y en algunos casos por el peso del hielo que se forma sobre el conductor. Estas fuerzas dependen del diámetro del conductor, lo cual indica que usando un conductor trapezoidal de igual diámetro que uno convencional, se puede tener mayor capacidad de transmisión y entre un 18%-25% menores pérdidas, sin impactar significativamente en las estructuras de las torres. Esto también hace posible que en algunos casos se pueda reemplazar un conductor existente por uno trapezoidal del mismo diámetro, con mínimo refuerzo de las torres.

Existen otros conductores avanzados con un tipo especial de aluminio que permite operar a muy altas temperaturas, y algunos de ellos con mínimo cambio de flecha, lo que hace que puedan transmitirse corrientes mucho más elevadas que en conductores ACSR de la misma sección (ejemplo de estos son ACCC, ACSS, ACCR). Sin embargo, esos conductores están destinados a aumentar la capacidad de transmisión, más que a reducir pérdidas [13].

### 2.4.4. MEJORA DE LA EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia que se utilizan en las subestaciones de los sistemas de transmisión son por lo general máquinas de muy alta eficiencia (más del 99%). El motivo de esos requerimientos tan exigentes de rendimiento, es que al ser componentes tan grandes el costo de las pérdidas de energía y potencia es significativo, y por lo tanto tienen un peso relativo muy alto al momento de diseñar y construir la máquina.

Como ocurre en general con los distintos tipos de componentes de un sistema eléctrico, la mayor eficiencia implica un mayor costo de inversión, de ahí que haya una relación de compromiso entre la eficiencia y los costos de inversión. Algunos estudios demuestran que en ciertos casos un aumento pequeño de la eficiencia en términos porcentuales (0,2% – 0,4%) implica una reducción significativa de las pérdidas totales (20% - 30% de reducción [12]), y que tal mejora de la eficiencia resulta económicamente conveniente.

La opción de considerar transformadores de mayor eficiencia resulta atractiva cuando se trata del reemplazo de máquinas viejas que han fallado y han llegado al final de su vida útil. Las unidades antiguas por lo

general eran de menor rendimiento, y al reemplazar las mismas se puede lograr una mejora en la eficiencia energética del sistema.

#### **2.4.5. REDUCCIÓN DE LA ENERGÍA UTILIZADA EN SUBESTACIONES**

Ha sido práctica común no prestar atención a la energía que se utiliza en las instalaciones del sistema, en particular las subestaciones, para los servicios auxiliares. Este uso de la energía representa una pérdida neta para el sistema de transmisión ya que es energía que no llega al usuario. Si bien puede considerarse que la energía utilizada en subestaciones es muy poco significativa, algunos estudios muestran que puede tomar un absoluto considerable, especialmente en el caso de grandes subestaciones en centros urbanos.

El informe de la referencia [17] por ejemplo, presenta un estudio realizado en subestaciones de la empresa Consolidated Edison que abastece la ciudad de New York. El estudio muestra que implementando diferentes medidas de eficiencia energética se puede reducir la energía consumida en esas subestaciones en un 18%-20%. En el caso de las subestaciones de esa empresa, una reducción del 20% de la energía consumida en los servicios auxiliares (incluyendo la iluminación), representa alrededor de 14.000 MWh/año. Debe destacarse que eso representa un caso bastante particular donde hay grandes subestaciones con sistemas de SF6 y grandes sistemas de cables subterráneos. En las subestaciones más modernas con salas de control tipo modular, la energía consumida es mucho menor, en mayor medida todavía si se trata de subestaciones no atendidas.

#### **2.4.6. OTRAS PÉRDIDAS**

En este trabajo se agrupan en esta categoría pérdidas menores tales como pérdidas por corona, pérdidas en hilos de guardia, pérdidas en aisladores, pérdidas en reactores y otros elementos de la red.

Las pérdidas en los hilos de guardia toman valores notables en algunos casos. Estas se deben a las corrientes que se inducen en los mismos. Dado que en general se trata de cables de acero de alta resistencia eléctrica, estas corrientes originan pérdidas relativamente altas. Una técnica para reducir esas pérdidas es mediante segmentación del hilo de guardia de modo de abrir el circuito por donde circulan las corrientes inducidas [14][18]. Sin embargo, esa práctica no está muy difundida.

## 3. Estimación de la Reducción de Pérdidas Técnicas

El objetivo de este análisis es realizar una estimación de la reducción de pérdidas y consumo de energía que podría lograrse si se implementaran en forma masiva en el sistema, una serie de tecnologías tendientes a mejorar la eficiencia energética de las redes de transmisión y distribución.

### 3.1. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN

#### 3.1.1. PROCEDIMIENTO

En el caso de sistemas de distribución se analizan dos categorías principales:

1. Reducción de consumo mediante reducción de la tensión de operación.
2. Reducción de pérdidas en las redes de distribución.

Como se explicó en el capítulo 3, el primer caso es una técnica destinada a reducir el consumo de energía, no necesariamente las pérdidas.

El caso 2) por el contrario, el objetivo es reducir la energía pérdida en las redes, pero manteniendo el mismo consumo. Es decir, es una mejora de la eficiencia.

#### 3.1.2. CONDICIONES DE REFERENCIA

- Se parte de una proyección de la demanda para los próximos 15 años. La proyección de la demanda se realiza con el mismo procedimiento utilizado por los consultores en estudios de abastecimiento e inversiones [19]. Los resultados se muestran en la **Tabla 3-1**. La proyección de demanda se realiza con un modelo econométrico simple, basado en una regresión lineal que utiliza la variación del PBI como variable explicativa. Para esta proyección se asume que el PBI crece a ritmo constante, con una tasa del 4% interanual para todo el periodo de estudio.
- En cada año se calcula la energía neta que fluye por los sistemas de distribución. Según el estudio de referencia<sup>4</sup>, el **76%** de la demanda en el sistema argentino está alimentado a través de las redes de distribución, el resto está conformado por GUMAS conectados a la transmisión.
- Para cada año se calcula el valor total de pérdidas de energía. De acuerdo con el estudio de referencia, el promedio de pérdidas de energía en empresas distribuidoras y cooperativas es de aproximadamente **6%** de la demanda en distribución.

<sup>4</sup>ESTUDIO DE PÉRDIDAS EN COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ARGENTINA. Resumen Mayo 2008 International Copper Association, Ltda.

- Se calculan las pérdidas en distribución desagregadas por tipo de componente del subsistema, de acuerdo a lo descrito en la Tabla 2-1 de capítulo 3.
- Para cada año se estiman las emisiones de CO<sub>2</sub> usando el factor de emisiones promedio para el sector eléctrico argentina de 0,52 tCO<sub>2</sub>/MWh<sup>5</sup>.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA				
Año	Demanda de Energía	Tasa de Variación	PBI	Tasa de Variación
	[GWh]	[%]	[M\$]	[%]
2013	125 658	3.68%	481 390	4.00%
2014	130 292	3.69%	500 645	4.00%
2015	135 104	3.69%	520 671	4.00%
2016	140 098	3.70%	541 498	4.00%
2017	145 285	3.70%	563 158	4.00%
2018	150 670	3.71%	585 684	4.00%
2019	156 263	3.71%	609 112	4.00%
2020	162 071	3.72%	633 476	4.00%
2021	168 105	3.72%	658 815	4.00%
2022	174 373	3.73%	685 168	4.00%
2023	180 884	3.73%	712 574	4.00%
2024	187 649	3.74%	741 077	4.00%
2025	194 678	3.75%	770 720	4.00%
2026	201 981	3.75%	801 549	4.00%
2027	209 571	3.76%	833 611	4.00%
2028	217 458	3.76%	866 956	4.00%

Tabla 3-1: Proyección de la demanda de energía eléctrica.

### 3.1.3. REDUCCIÓN DE CONSUMO Y PÉRDIDAS

Para cada año se estima un porcentaje de incorporación de una tecnología determinada, y un porcentaje de reducción de pérdidas que se logra mediante la aplicación de la misma. Se considera que la adopción o incorporación de la tecnología se incrementa gradualmente año a año.

Los valores adoptados para cada categoría son los siguientes:

#### b.1) Reducción de tensión:

- Reducción de consumo: 2,5%.
- Tasa de incorporación: 3% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar el total de los circuitos en el año horizonte 2028.

#### b.2) Reducción de pérdidas en transformadores de distribución:

- Reducción de pérdidas: 60% en pérdidas totales.

<sup>5</sup>Cálculo del factor de emisiones de CO<sub>2</sub> de la red argentina de energía eléctrica – Secretaría de Energía. Disponible en <http://energia3.mecon.gov.ar>.



- **Tasa de incorporación:** Se considera un reemplazo del 0,9% de los transformadores existentes. Además se considera que el 80% de los transformadores que se adicionan al sistema, se eligen de gran eficiencia.
- b.3) Reducción de pérdidas en transformadores de subestaciones:**
- **Reducción de pérdidas:** 50% en pérdidas totales.
  - **Tasa de incorporación:** Se considera un reemplazo del 1,0% de los transformadores existentes. Además se considera que el 80% de los transformadores que se adicionan al sistema se eligen de gran eficiencia.
- b.4) Uso de conductores de bajas pérdidas:**
- **Reducción de pérdidas:** 30% en pérdidas totales.
  - **Tasa de incorporación:** 80% en líneas nuevas. 0,2% de reemplazo por año.
- b.5) Reducción de consumo de servicios auxiliares**
- **Reducción de pérdidas:** 30%.
  - **Tasa de incorporación:** 80% en líneas nuevas. 1,0% en subestaciones existentes.
- b.6) Aumento de la tensión nominal en circuitos:**
- **Reducción de pérdidas:** 60%.
  - **Tasa de incorporación:** reemplazo de 8% al año horizonte.
- b.7) Optimización del control de tensión/potencia reactiva:**
- **Reducción de pérdidas:** 6% de reducción de pérdidas en líneas y 4% de reducción en pérdidas en carga de transformadores.
  - **Tasa de incorporación:** Se considera que se implementa a razón de 2% de los circuitos por año.
- b.8) Balanceo de fases y otros:**
- **Reducción de pérdidas:** 6% de reducción de pérdidas en líneas y 4% de reducción en pérdidas en carga de transformadores.
  - **Tasa de incorporación:** 3% de los circuitos por año.

#### 3.1.4. RESULTADOS PARA DISTRIBUCIÓN

Con la adopción de las medidas asumidas, se logra una reducción de pérdidas en distribución de aproximadamente **1.400 GWh** en el año horizonte (2028), lo que representa aproximadamente una reducción del 14 % de las pérdidas de distribución estimadas para ese año.

Mediante reducción de la tensión se puede lograr una disminución de la energía total de consumo en el año horizonte de **4.130 GWh**.

La reducción total de consumo con la implementación de todas las medidas, esto es, reducción de tensión más medidas para reducir pérdidas es de  $(4.130 + 1.400) \text{ GWh} = \mathbf{5.530 \text{ GWh/año}}$ , lo que representa un 2,5% de la demanda total para ese año.

La **Figura 3-1** muestra como contribuye cada tipo de tecnología o medida considerada en la reducción total de consumo de energía para del periodo de análisis. En esta figura se ha agrupado todo el aporte de las

distintas tecnologías de reducción de pérdidas en una sola categoría. El objetivo es mostrar el aporte relativo de la reducción de pérdidas frente a la disminución de tensión. El aporte de cada método de reducción de pérdidas se presenta en la **Figura 3-2**. La **Figura 3-3** presenta la reducción de emisiones de CO2 que se logra con ambos métodos, reducción de tensión y reducción de pérdidas de distribución.

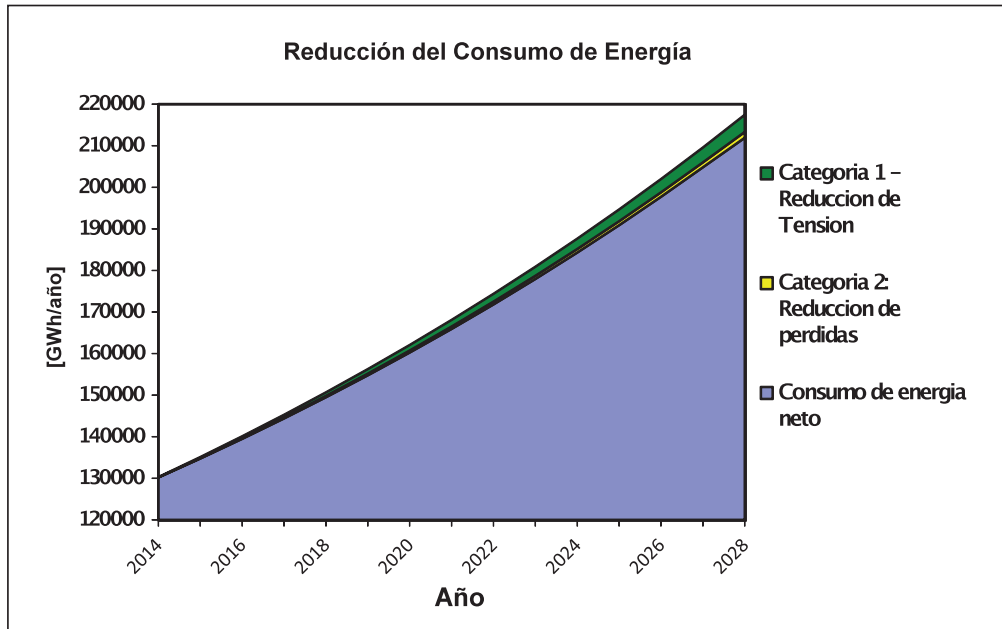


Figura 3-1: Proyección de la reducción total de consumo mediante reducción de tensión y la implementación de medidas para reducir pérdidas en distribución

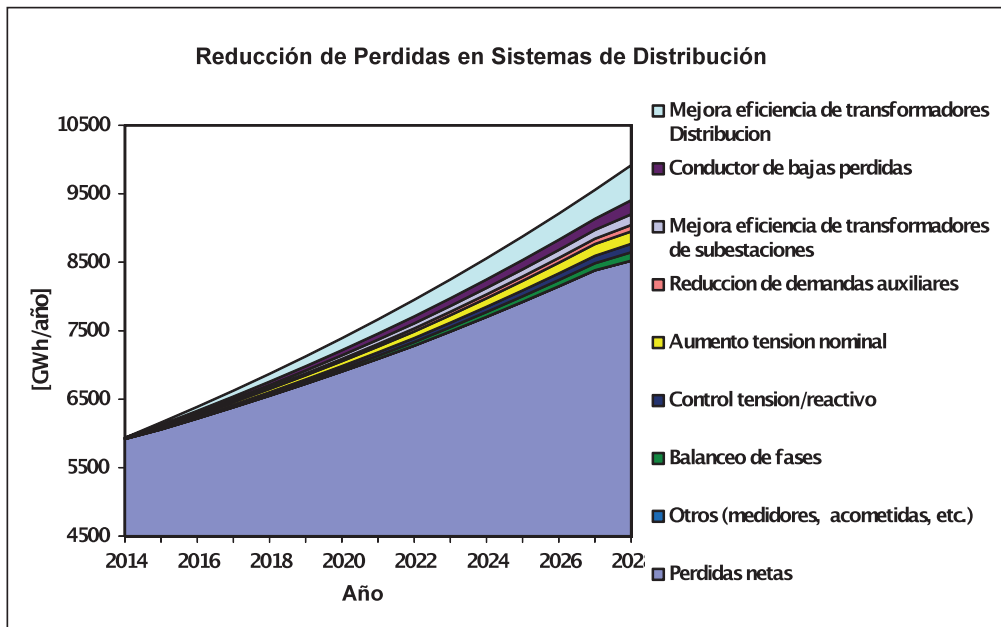


Figura 3-2: Proyección de la reducción de pérdidas en distribución por tipo de tecnología.

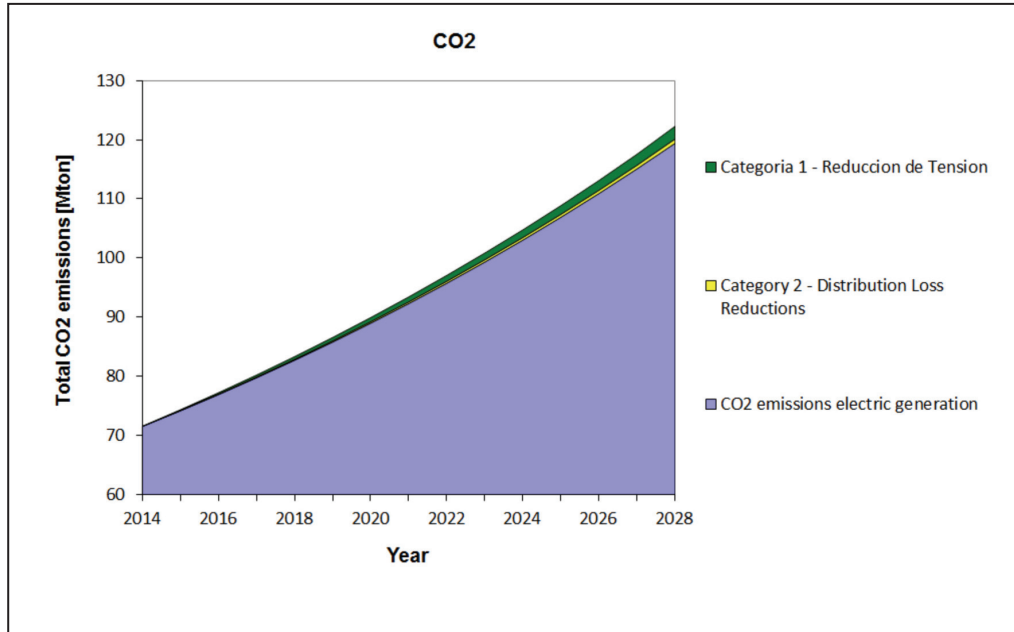


Figura 3-3: Proyección de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> mediante reducción de consumo y pérdidas en distribución.

## 3.2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

### 3.2.1. PROCEDIMIENTO

El procedimiento de cálculo seguido en este caso es análogo al descripto para el caso de distribución:

- Se parte de una proyección de la demanda de energía total del sistema para los próximos 15 años, según se presenta en la **Tabla 3-1**.
- En cada año se calculan las pérdidas totales en transmisión, considerando que las mismas son del 3,9% de la energía total demanda por el sistema, tal como se describió en el capítulo anterior.
- Se calculan las pérdidas en transmisión desagregadas por tipo de acuerdo a lo descripto en la **Tabla 2-3** del capítulo 2.
- Para cada año se estiman las emisiones de CO<sub>2</sub> usando un factor de emisiones de promedio para el sector eléctrico argentino de 0,52 tCO<sub>2</sub>/MWh.

### 3.2.2. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

Para cada año se estima un porcentaje de incorporación de una tecnología determinada, y un porcentaje de reducción de pérdidas que se logra mediante la aplicación de la misma. Se considera que la adopción o incorporación de la tecnología se incrementa gradualmente año a año.

Los valores adoptados para cada categoría son los siguientes:

#### b.1) Aumento de la tensión nominal:

- **Reducción de pérdidas:** 70%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 15% en el año horizonte 2028. Esto considera que el 12% de las nuevas líneas van a ser en una tensión mayor.

**b.2) Optimización de la tensión/potencia reactiva:**

- **Reducción de pérdidas:** 3%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 90% del sistema en el año horizonte 2028. Esto implica que no solo en el sistema interconectado sino también en los sistemas troncales de transmisión se va a incorporar esta técnica.

**b.3) Uso de conductores de baja resistencia:**

- **Reducción de pérdidas:** 25%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 10% en líneas existentes, y 80% en líneas nuevas en el año horizonte 2028. En líneas existentes implica que en ciertas líneas se va a reemplazar el conductor por diversos motivos, y se va a utilizar conductores trapezoidales en lugar de los convencionales.

**b.4) Uso de transformadores de alta eficiencia:**

- **Reducción de pérdidas:** 20%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 20% en subestaciones existentes y 80% en subestaciones nuevas en el año horizonte 2028.

**b.5) Reducción de pérdidas en subestaciones:**

- **Reducción de pérdidas:** 30%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 50% en subestaciones existentes y 80% en subestaciones nuevas en el año horizonte 2028.

**b.6) Otras pérdidas (pérdidas en hilos de guardia y aisladores):**

- **Reducción de pérdidas:** 50%.
- **Tasa de incorporación:** 0% en 2014 con un incremento lineal hasta alcanzar 20% en líneas existentes y 80% en líneas nuevas en el año horizonte 2028.

**3.2.3. RESULTADOS PARA TRANSMISIÓN**

La reducción de pérdidas estimada para cada año se muestra en los siguientes gráficos. La reducción total de pérdidas de energía que se logra en el año horizonte es **1.398 GWh/año**, que representa una reducción de aproximadamente el **15,6%** respecto al total de pérdidas proyectada para el año horizonte – **8.956 GWh/año**.

La **Figura 3-4** muestra como contribuye cada tipo de tecnología o medida adoptada en la reducción total de las pérdidas de transmisión. La **Figura 3-5** muestra este resultado pero expresado como porcentaje de las pérdidas totales. Se observa que el incremento de la tensión nominal es lo que tiene más peso en la reducción de pérdidas, seguido por el uso de conductores de sección trapezoidal y posteriormente por optimización de la potencia reactiva y control de tensión.

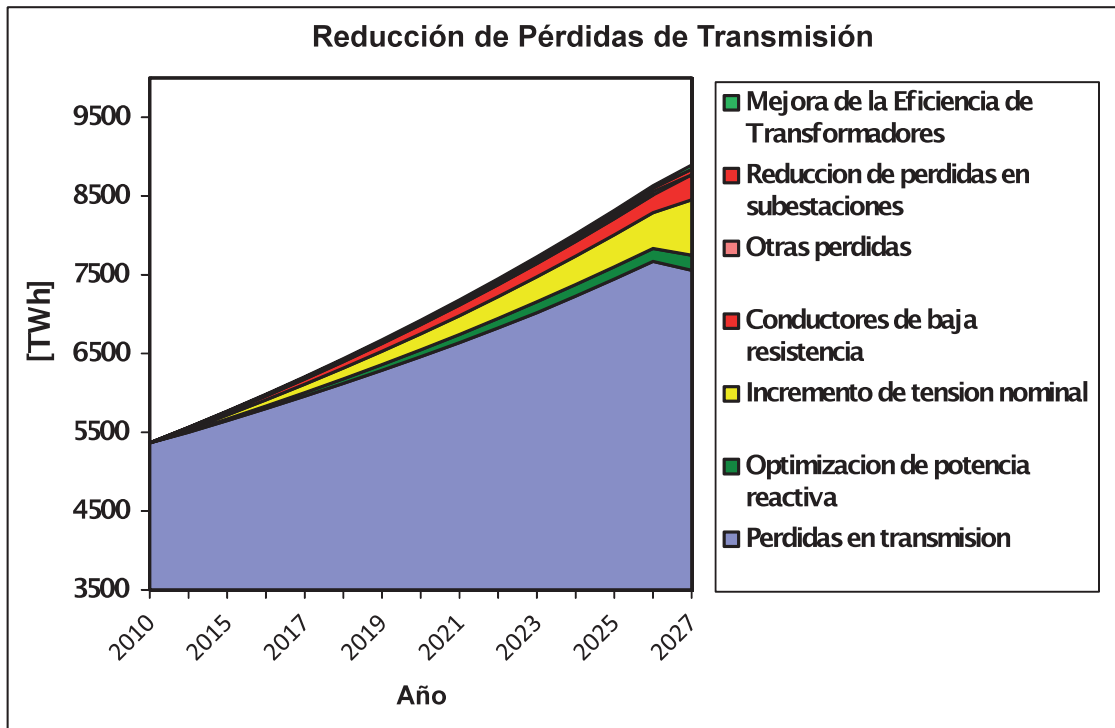


Figura 3-4: Reducción de pérdidas de transmisión por tipo de tecnología/medida.

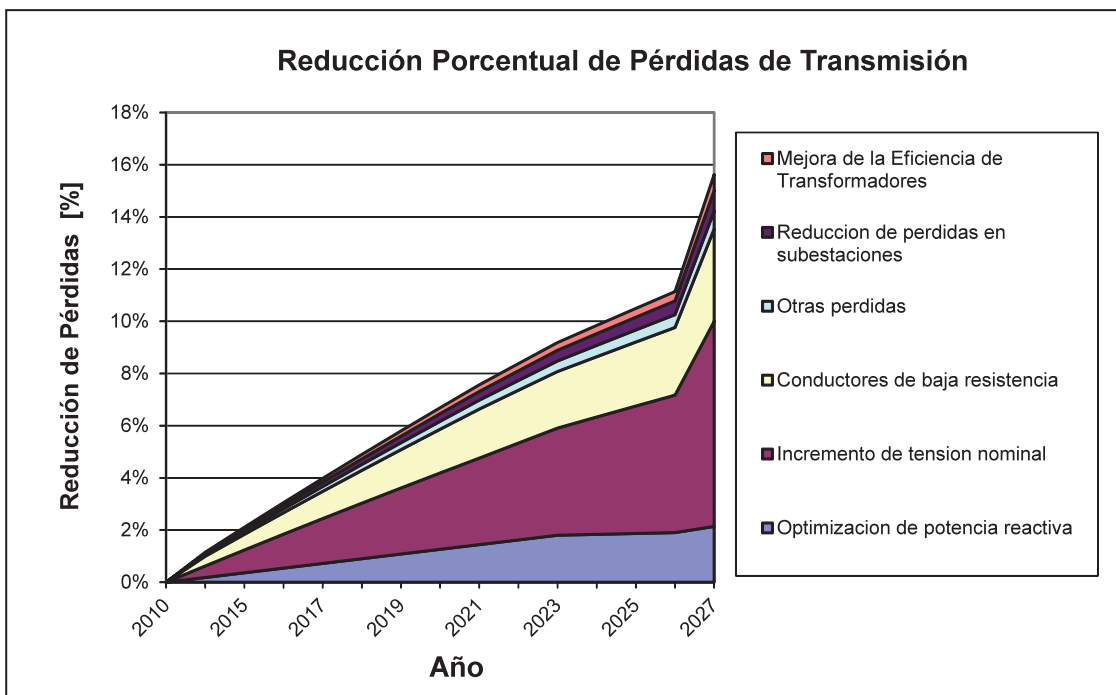


Figura 3-5: Reducción porcentual de pérdidas de transmisión por tipo de tecnología/medida.

La **Figura 3-6** muestra el total de emisiones de CO2 producida por el sistema eléctrico y la contribución de la reducción de pérdidas en transmisión. Como puede observarse el aporte de reducción de emisiones es muy poco significativo, menor del 1%. Esto se debe fundamentalmente que el impacto de las pérdidas en transmisión frente al total de emisiones, es de por sí bajo.

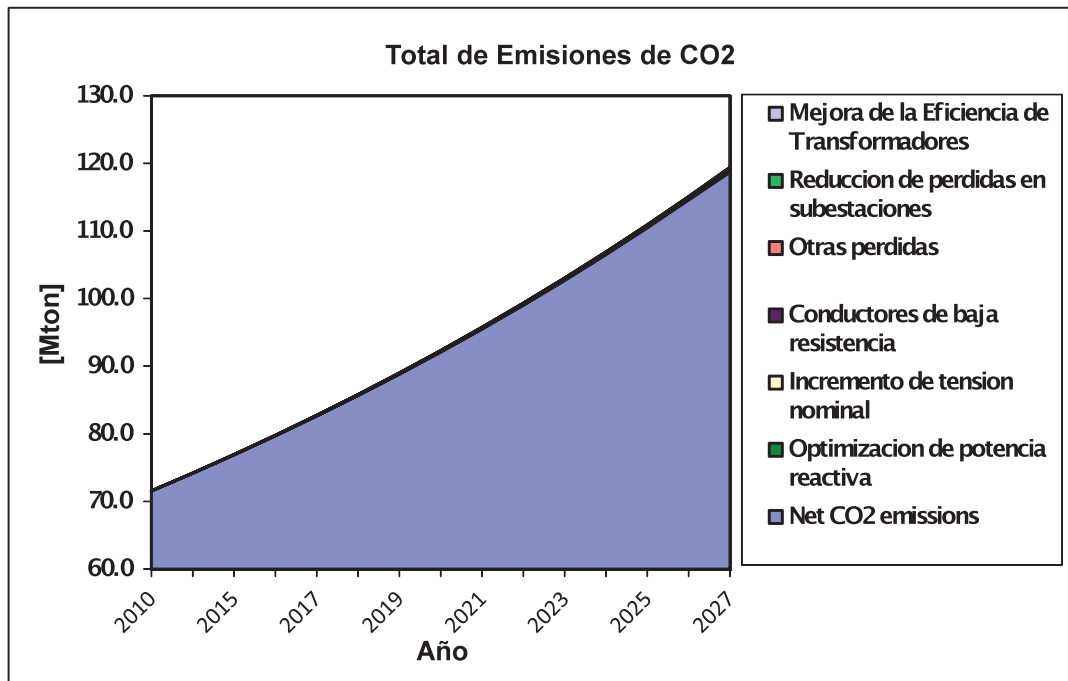


Figura 3-6: Contribución de la reducción de pérdidas en transmisión a la disminución del total de emisiones de CO2 producidas por el sistema eléctrico.

### 3.3.RESUMEN DE RESULTADOS

La **Tabla 3-2** presenta un resumen de los resultados obtenidos del análisis correspondiente al año horizonte 2028. Se observa en esta tabla que el mayor ahorro de energía se puede obtener mediante la implementación de la técnica de reducción controlada de tensión. Los ahorros de energía mediante reducción de las pérdidas en distribución son menores pero no despreciables.

La tabla muestra que el ahorro total de energía que podría lograrse con la implementación de todas estas medidas es del 3% con respecto a la demanda total del sistema (generación neta). Si bien este valor puede no parecer significativo, representa una energía de 6.923 GHW al año, suficiente para alimentar alrededor de 2.100.000 hogares promedio de Capital Federal, considerando como se describió anteriormente, que el promedio de consumo de esos hogares es de 3.300 kWh/año.

Por otro lado, según la estimación de crecimiento de la demanda eléctrica, la demanda pico para el año 2028 puede llegar a **38.000 MW**. Si se considera una pérdida total en la demanda máxima del **9%**, la potencia de pérdida será de **3.420 MW**. Una reducción del **15%** de esa pérdida representa **513 MW**. Este valor equivale a la capacidad nominal de la nueva central Guillermo Brown (540 MW) que se está construyendo, y más de dos veces la capacidad de la central Rio Turbio (240 MW).

Ítem	Unidad	Cantidad
Generación total en el año horizonte	[GWh]	229.635
Emisiones de CO2	[Mton]	119,4
Pérdidas totales	[GWh]	16.074
Pérdidas de distribución	[GWh]	9.916
Disminución del consumo de energía debido a la implementación de la técnica de Reducción de Tensión	[GWh]	4.130
• Porcentaje respecto al consumo total	[%]	1,8%
Reducción de pérdidas de distribución	[GWh]	1.394
• Porcentaje respecto al consumo total	[%]	0,60%
• Porcentaje de reducción de pérdidas	[%]	14,1%
Disminución de emisiones de CO2 debido a la implementación de la técnica de Reducción de Tensión	[Mton]	2,15
• Porcentaje respecto al consumo total	[%]	1,8%
Disminución de emisiones de CO2 debido a la reducción de pérdidas de distribución	[Mton]	0,72
• Porcentaje respecto al total de emisiones	[%]	0,60%
Pérdidas de transmisión	[GWh]	8.956
Reducción de pérdidas de transmisión	[GWh]	1.399
• Porcentaje respecto al consumo total	[%]	0,61%
Reducción de emisiones de CO2 debido a la reducción de pérdidas de transmisión	[Mton]	1,7
• Porcentaje respecto al total de emisiones	[%]	1,43%
<b>Reducción total de consumo de energía</b>	<b>[GWh]</b>	<b>6.923</b>
	<b>[%]</b>	<b>3.0%</b>
<b>Reducción total de las emisiones de CO2</b>	<b>[Mton]</b>	<b>4,57</b>
	<b>[%]</b>	<b>3.0%</b>

Tabla 3-2: Resumen de resultados correspondiente al año horizonte 2028.

Es importante destacar que el análisis presentado en este informe es muy simplificado, y tiene por objeto estimar en forma general el orden de magnitud de los ahorros de energía, potencia y emisiones que podrían lograrse con la implementación masiva de tecnologías para reducir el consumo y las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución.





## 4. Resumen y Conclusiones

En este trabajo se presenta un análisis simplificado de los potenciales ahorros de energía que podrían lograrse si se implementaran una serie de medidas para reducir las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión. La metodología de estudio considera un periodo de 15 años, con el año horizonte en 2028, donde se va desarrollando una implementación gradual de estas técnicas de reducción de pérdidas.

Los resultados indican que podría lograrse una reducción total del 3% de la demanda máxima del sistema en el año horizonte. En valor absoluto este ahorro es significativo y puede tener un impacto notable en las inversiones del sistema.

El análisis económico de los costos de inversión y beneficios de implementar estas medidas está fuera del alcance de este trabajo. Sin embargo, los estudios de referencia considerados en este informe, demuestran que en muchos casos estas medidas para mejorar la eficiencia energética son atractivas económicamente. Debe destacarse que en general la implementación de medidas para reducir pérdidas es económicamente viable cuando se reemplazan equipos y componentes debido a falla o vencimiento de la vida. Por ejemplo, es prácticamente imposible justificar el cambio de un transformador de potencia solo para mejorar la eficiencia. Sin embargo, si la decisión de cambiar la máquina se ha tomado por otro motivo (falla, edad, confiabilidad, etc.), entonces se presenta la oportunidad de considerar una opción con menores costos. Los beneficios del ahorro en ese caso deben superar el costo adicional de un transformador más eficiente, pero no el costo total.

Por este motivo, es sumamente importante que se le dé mayor peso a la eficiencia energética cuando se reemplazan equipamiento y partes de un sistema, porque es prácticamente la única oportunidad para hacerlo. En efecto, una vez que el nuevo elemento se pone en servicio, después habrá que esperar varias décadas hasta que el mismo deba ser reemplazado nuevamente.



## 5. Bibliografía

- [1]. ESTUDIO DE PÉRDIDAS EN COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ARGENTINA International Copper Association, Ltda. Mayo 2008
- [2]. Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina –(ADEERA) – www.adeera.com.ar
- [3]. ESTUDIO DE PÉRDIDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN EN UN RANGO DE POTENCIAS COMPRENDIDOS ENTRE LOS 5 KVA Y LOS 3 MVA, INSTALADOS EN COMPAÑÍAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD DE ARGENTINA, International Copper Association, Ltda., abril 2008
- [4]. CAMMESA, Informa Anual 2012 (disponible en www.cammesa.com.ar)
- [5]. AGEERA, Proyecto “Escenarios Energéticos Argentina 2030, junio de 2012
- [6]. Distribution System Losses Evaluation, Reduction: Technical and Economic Assessment. EPRI, Palo Alto, CA: 2008. 1016097.
- [7]. EPRI White Paper, “Potential for Reducing Consumption Through Distribution Efficiency”, December 2010
- [8]. Green Circuits: Distribution Efficiency Case Studies. EPRI, Palo Alto, CA: 2011. 1023518.
- [9]. Impacts of Substation Transformer and Bus Configuration on Distribution Losses. EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1018584.
- [10]. Grid Strategy 2011: Conservation Voltage Reduction and Volt VAR Optimization in the Smart Grid EPRI, Palo Alto, CA: 2011. 1024482
- [11]. PRI White Paper, “The Power to Reduce CO2 Emissions - Transmission System Efficiency”, December 2010
- [12]. Transmission System Efficiency and Utilization Improvement: Summary of R&D Activity and Demonstration Projects. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1024345
- [13]. Transmission System Efficiency Technology and Methodology Assessment. EPRI, Palo Alto, CA: 2010. 1020143.
- [14]. Transmission Efficiency Technology Assessment. EPRI, Palo Alto, CA: 2009. 1017895
- [15]. Integrated Control of Active and Reactive Power Flow Controllers to Optimize Transmission System Utilization: Consolidated Edison Power System. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1026647
- [16]. Voltage Control Optimization to Improve Transmission Efficiency: Southern Company Power System. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1026646.
- [17]. Reducing Substation Auxiliary Power in the Consolidated Edison System: Volume I: 49th Street and 50th Street Substations. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1024614
- [18]. A Study of Achievable Potential from Transmission and Distribution Loss Reduction and End-Use Energy Efficiency for Eskom: 2012. EPRI, Palo Alto, CA: 2012. 1025615
- [19]. A. Del Rosso & A. Ghia, ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES EN “GENERACIÓN” EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, Informe técnico Cámara Argentina de la Construcción – Noviembre 2010.



CÁMARA ARGENTINA  
DE LA CONSTRUCCIÓN

**Área de Pensamiento Estratégico**

---