Universidad de la República Oriental del Uruguay
Tesis de Maestría en Ingeniería de la Energía

ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES DE INCORPORACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ALTO IMPACTO.



Autor: Ing. Ernesto Elenter
Tutor de Tesis: Dr. Ing. Mario Vignolo
Co-Tutor de Tesis: Ing. Alfonso Blanco

Setiembre de 2012

Dedicado a la luz de mis días:
a mi esposa Anaty,
y a mis hijos Dana, Maggie y Shai,

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Ing. Mario Vignolo por su desinteresada colaboración con el presente trabajo, y en especial por sus aportes y consejos técnicos sobre como evaluar los costos de capacidad evitados al implementar proyectos que ahorren energía.

Al Ing. Alfonso Blanco por su cuidadosa revisión del presente documento y por el valioso cúmulo de información aportado, recogido por el durante años a cargo del programa de Eficiencia Energética que operó desde la Dirección Nacional de Energía.

Al Ing. MSc. Ruben Chaer por sus aportes (y su paciencia!) para lograr un buen modelado de los costos futuros de abastecimiento de la demanda (CAD), utilizando el software SIMSEE.

A la Ing. Florencia Juárez por la información compartida sobre programas de Eficiencia Energética en otras partes del mundo.

A la Ing. Carolina Mena (DNE) por la información suministrada sobre el avance del programa de Eficiencia Energética en Uruguay, y por las aclaraciones detalladas sobre el estudio de Potencial de Eficiencia Energética para Uruguay.

Al Ec. Daniel Larrosa por sus aportes en relación a comprender la estructura de costos de UTE, y por permitirme utilizar sus trabajos previos sobre costos evitados y externalidades positivas de los proyectos de ahorro de energía eléctrica.

Al Ing. Juan Carlos Patrone (UTE – Gerencia Sector Mercado) por facilitarme valiosa información acerca de los planes de eficiencia energética desarrollados por UTE, como el programa “A todas luces” y el “Plan Solar”

Al Ec. Oscar Burgueño y al Ec. Luis Rodriguez (UTE – Gerencia de estudios tarifarios) por guiarme en la búsqueda de una buena aproximación al costo de expansión de redes Trasmisión y Distribución.

Al Ing. Tomás Dilavello (UTE) por compartir información relevante sobre curvas de carga de distintas subestaciones de distribución, para comprender la forma en que se demanda la energía en Uruguay, en las distintas zonas y temporadas del año.

Al Ing. Tassende (UTE) por sus comentarios en relación a la planificación de inversiones de UTE, especialmente de Trasmisión.

Al Ing. Alfredo Piria (URSEA), por la información relacionada a los peajes de trasmisión y distribución.

A la Ec. Paula Cobas por sus comentarios en relación a la evaluación de proyectos desde la óptica de la sociedad en su conjunto.

Al Ec. Leonardo Falkin (docente de evaluación social de proyectos - UDELAR) por prestarme sus libros sobre evaluación social de proyectos, y ayudarme a comprender los conceptos de precios de cuenta, tasa social de descuento y las fortalezas y debilidades de este método de evaluación.

Índice

RESUMEN EJECUTIVO **5**
Abreviaturas **8**
Guía de lectura **9**

1.- Eficiencia Energética y políticas de promoción **10**
1.1.- Definiciones **10**
1.2.- Inversiones en Eficiencia Energética (EE) **13**
1.3.- El "hueco de la eficiencia energética" ("Energy Efficiency Gap") **13**
1.3.1.- Fallas de Mercado y Fallas del Comportamiento 15
1.3.1.1.- Fallas en el mercado de energía 15
1.3.1.2.- Fallas del mercado de capitales 17
1.3.1.3.- Fallas de Información 17
1.3.1.4.- Fallas de comportamiento 18
1.4.- Políticas para la promoción de la Eficiencia Energética. **18**
1.4.1.- Introducción 18
1.4.2.- Aspectos metodológicos sobre la efectividad y costos de las medidas de eficiencia energética. 19
1.4.2.1.- "Consumidores Eficientes" 19
1.4.2.2.- "Efecto Rebote" 19
1.4.3.- Incentivos Económicos a la EE 20
1.4.4.- Estándares mínimos de desempeño energético 21
1.4.5.- Regulaciones que imponen obligatoriamente el uso de equipos eficientes 22
1.4.6.- Otros mecanismos de promoción de la eficiencia energética. 22
1.5.- NW vs. MW ("Negavatios versus Megavatios") **23**
1.5.1.- La visión del BID 23
1.5.2.- ¿Cuánto cuesta ahorrar energía? 23
1.5.3.- La Visión del Rocky Mountain Institute 26
1.5.4.- Los costos y beneficios de los NW 27

2.- Metodología para la evaluación de los costos evitados **29**
2.1.- Costos evitados por la energía no generada. **29**
2.1.1.-El Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD). 29
2.1.2.- SimSEE 32
2.1.3.- Parámetros de la simulación 32
2.1.3.1.- Parámetros de la simulación escenario MEDIO 33
2.1.3.2.- Parámetros de la simulación escenario ALTO y BAJO. 36
2.1.3.3.- Escenarios de incorporación de proyectos de EE. 36
2.1.4.- Resultados de las simulaciones (Escenario MEDIO) 37
2.1.4.1.- Descripción de las corridas realizadas. 37
2.1.4.2.- Demandas utilizadas 37
2.1.4.3.- Resultados obtenidos 38
2.1.4.3.1.- Escenario Base 39
2.1.4.3.2.- Escenario con 10 NW 41
2.1.4.3.3.- Escenario con 50 NW 42
2.1.4.3.4.- Escenario con 100 NW 44
2.1.4.3.5.- Escenario con 200 NW 45
2.1.5.- Resumen de resultados y conclusiones 47
2.1.5.1.- Resumen de resultados (Escenario MEDIO) 47
2.1.5.2.- Resumen de resultados (Escenarios BAJO y ALTO) 48
2.1.5.3.- Análisis de escenarios y resultados 49
2.1.6.- Factor de expansión del ahorro en el punto de consumo vs. el ahorro en barras de generación. 49

2.1.7.- Valor de la energía evitada a nivel de la demanda. 51
2.2.- Ahorros de "Capacidad" 52
2.2.1.- Introducción 52
2.2.2.- Crecimiento de la demanda y expansión de redes. 53
2.2.2.1.- Introducción 53
2.2.2.2.- Curvas de carga por zona 54
2.2.3.- Estimación de costos de inversión evitados en capacidad de T&D. 59
2.2.3.1.- Basada en costos unitarios de expansión. 59
2.2.3.2.- Basada en los peajes del sistema. 60
2.2.3.3.- Conclusión sobre la estimación de costos de inversión evitados. 63
2.2.4.- Inversiones evitadas en plantas de Generación 63
2.3.- Ahorros de aportes de UTE al FUDAEE 67
2.4.- Resumen de Ahorros de UTE 68
2.5.- Beneficios económicos adicionales producidos por el ahorro de energía. 69
2.5.1- Beneficios No Energéticos por el impacto en la economía nacional 69
2.5.1.1.- Introducción 69
2.5.1.2.- Evaluación social de los proyectos: "Precios de cuenta" 70
2.5.1.3.- Metodología para la evaluación social de los proyectos: "Precios de cuenta" 71
2.5.2.- Beneficios No Energéticos por la reducción de emisiones contaminantes 72
2.6.- Beneficios para los usuarios participantes que incorporen la EE 73

3.- Análisis de programas de Eficiencia Energética en Uruguay 74
3.1.- El Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay 74
3.2.- Metodología de la EPA para la planificación de la EE 79
3.2.1.- Predecir el potencial de Eficiencia Energética mediante un estudio de potencial 79
3.2.2.- Calcular los beneficios económicos de la energía ahorrada a través de la metodología de los costos evitados 82
3.2.3.- Precisión de las estimaciones 83
3.2.4.- Integración de los datos con la Planificación de Inversiones. 83
3.2.5..- Consideraciones sobre la tasa de descuento a utilizar 83
3.3.- Análisis de las MCE´s y determinación de la relación costo / beneficio. 85
3.3.1.- Costos e impactos de las MCE´s 86
3.3.1.1.- Análisis de los ahorros producidos por las MCE´s 86
3.3.1.2.- Valor de ΔkWhm 87
3.3.1.3.- Coeficiente NABm 87
3.3.2.- Determinación de la relación Costo/Beneficio 88
3.3.2.1.- Valores a utilizar 92
3.3.2.1.1.- Incentivos pagados 93
3.3.2.1.2.- Nivel de Incentivos evitando incrementos de tarifas 94
3.3.2.1.3.- Ahorros monetarios en las facturas eléctricas de los usuarios 95
3.3.2.1.4.-Pérdida neta de la compañía eléctrica por menor venta de Energía 95
3.3.2.1.4.1.- Introducción 95
3.3.2.1.4.2.- Análisis del impacto económico de la reducción de la demanda en las cuentas de UTE. 96
3.3.2.1.4.3.- Ejemplo Ilustrativo. 98
3.4.- Tipos de programas de Ahorro de Energía 101
3.4.1.- Introducción 101
3.4.2.- Criterios para el diseño de programas 101

4.- Análisis de las MCE identificadas en el Estudio de Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay. 102
4.1.- Calentamiento de Agua Solar 102
4.1.1.- Generalidades 102
4.1.2.- Test de Costo/Beneficio 103
4.1.3.- Metas del programa: 106

4.1.4.- Curva de carga de calefones y otros estudios necesarios 106
4.2.- Refrigeradores Eficientes 110
4.2.1.- Generalidades 110
4.2.2.- Test de Costo/Beneficio 110
4.2.3.- Metas del programa: 113
4.3.- Lámparas Eficientes 114
4.3.1.- Generalidades 114
4.3.2.- Test de Costo/Beneficio 114
4.3.3.- Metas del programa: 116
4.4.- Termotanques 117
4.4.1.- Generalidades 117
4.4.2.- Test de Costo/Beneficio 117
4.4.3.- Metas del programa: 119
4.5.- Lavarropas y Secarropas 120
4.5.1.- Generalidades 120
4.5.2.- Test de Costo/Beneficio 120
4.5.3.- Metas del programa: 122
4.6.- Aires Acondicionados 123
4.6.1.- Generalidades 123
4.6.2.- Test de Costo/Beneficio 123
4.6.3.- Metas del programa: 125
4.7.- Resumen de resultados para Sector Residencial 126

5.- Casos de estudio. 128
5.1.- Alumbrado Público de Maldonado (Uruguay). 128
5.2.- Plan "Tu ahorro vale doble" (UTE - Uruguay). 130
5.3.- "Plan Solar" (UTE – DNE / Uruguay). 131
5.4.- "Plan A Todas Luces" (UTE / Uruguay). 136
5.5.- FUDAEE (MIEM/DNE – Uruguay) 137
5.5.1.- Introducción 137
5.5.2.- Costos y oportunidades de ahorros para UTE 138
5.6.- Revisión de políticas para promover la Eficiencia Energética en el Mundo 140
5.6.1.- Ejemplos de impactos en distribuidoras eléctricas de USA 140
5.6.2.- El caso de SCE (South California Edison) 142
5.6.3.- Compañía Eléctrica de Israel 148
5.6.4.- Países del G-20 151
5.6.5.- La Unión Europea 153
5.6.6.- Esquemas obligatorios de EE para distribuidoras 154

6.- Conclusiones. 158
6.1.- El Gap de la Eficiencia energética y sus posibles soluciones 158
6.2.- El Potencial en Uruguay y como capturar la oportunidad 159
6.3.- Uruguay y la experiencia Internacional 161

7.- Referencias bibliográficas 162

RESUMEN EJECUTIVO

La Eficiencia Energética en Uruguay ha sido evaluada en profundidad en 2011 por la DNE-MIEM (Dirección Nacional de Energía) detectando ahorros potenciales de electricidad de 241 MW medios, o 2,1 TWh/año, lo que representa un 20,4% de la demanda total del país.

Existe un consenso entre los expertos en la materia, acerca de la existencia de un desaprovechamiento de la eficiencia energética como herramienta para lograr un uso óptimo de la energía, explicado principalmente por barreras de mercado, fallas de mercado y fallas del comportamiento de los consumidores.

Diversos investigadores a nivel mundial han encontrado evidencia teórica y empírica que sugiere la existencia un potencial de aumento del bienestar de la sociedad a través de la incorporación de políticas de promoción de la eficiencia energética a nivel de la demanda. Por lo tanto, estas condiciones proveen una motivación para la aplicación de políticas y/o regulaciones sobre el mercado de dispositivos consumidores de energía, a efectos de promover la adquisición de equipos eficientes como una prioridad en el gerenciamiento del consumo de energía a nivel de la demanda.

Este trabajo analiza la relación costo/beneficio que tendrían los programas de promoción de inversiones en eficiencia energética a nivel de la demanda (consumidores) financiados o incentivados parcialmente por la compañía eléctrica (UTE).

La metodología consiste en estimar los beneficios y los costos desde diferentes perspectivas cuando se realizan inversiones en dispositivos energéticamente eficientes (ej: iluminación, paneles solares, refrigeradores, aires acondicionados, motores, etc.), a efectos de reducir el consumo de energía.

El beneficio para los participantes del programa consiste en la reducción de sus cuentas de energía (facturas de UTE), mientras que los beneficios para la compañía eléctrica corresponden a los costos evitados en energía y capacidad (infraestructura).

El presente trabajo dedica una importancia central al cálculo de los costos evitados por la compañía eléctrica al retirar demanda del sistema. Estos cálculos arrojan resultados que tienen valor en sí mismo, ya que no habían sido calculados hasta ahora para el caso de Uruguay.

Los ahorros de energía para UTE, se calculan a través de simulaciones, utilizando el software SimSEE (UDELAR – FING), para escenarios con y sin ciertas cantidades de energía evitada. El SimSEE predice los costos futuros de generación, utilizando para ello, modelos estocásticos de la producción hidroeléctrica, energía eólica, precios de los combustibles, disponibilidad de máquinas térmicas, etc.

Los ahorros de capacidad, reflejan los costos evitados por UTE, en expansión de la infraestructura eléctrica (redes de trasmisión y distribución y plantas de

generación) los que son calculados a través de los peajes y de los costos fijos que ocasionan las inversiones en nueva capacidad de generación.

El costo evitado, depende de diversos factores, entre los que se destacan los costos de generación, el nivel de penetración de la Eficiencia Energética, la curva horaria de la demanda evitada y el sitio en donde se ahorra la energía. En este trabajo y como primer aproximación se calculan los costos evitados en valores medios.

Los costos evitados se expresan en USD/NMWh, es decir, dólares por "negavatio hora" (megavatio hora evitado), y están referidos a "barras de la demanda", es decir la energía evitada a nivel del consumidor.

A continuación se muestran los resultados hallados, de los costos evitados por cada MWh ahorrado, para un nivel de 100 MW medios evitados por proyectos de Eficiencia Energética:

Rubro	Costo evitado	USD/NMWh
Capacidad	Capacidad de T&D	48,29
	Capacidad de Generación	36,58
	Total ahorros de Capacidad	84,88
Energía	Ahorro de Energía	116,59
Total	Beneficio total UTE	201,47

Considerando que una parte de la inversión en equipos eficientes, sea costeada por UTE (a través de incentivos directos, o devoluciones en la factura eléctrica del usuario), el análisis se enfoca en evaluar los costos y beneficios desde las siguientes perspectivas:

- El participante del programa (consumidor en donde la medida de eficiencia energética es instalada).
- La compañía eléctrica (UTE), a través de estimaciones del impacto del programa en las tarifas de electricidad, a efectos de mantener el margen operativo de la empresa cuando reduce sus ventas de energía.
- La Sociedad en su conjunto, analizando el beneficio social (incluyendo beneficios no energéticos) que este tipo de proyectos pueden lograr.

Cuando se desarrollan programas de mejora de la eficiencia energética con fondos de la empresa eléctrica, es necesario lograr un portafolio de programas bien balanceado, que permita maximizar el ahorro a lograr en un tiempo razonable, impactando en distintos sectores de la economía y usos finales de la energía.

Al mismo tiempo, es deseable que los incentivos que aporta la empresa eléctrica sean menores o iguales a los beneficios económicos que le ocasiona el programa, evitando así la necesidad de incrementar tarifas (tanto para participantes como para no participantes del programa).

El principal hallazgo de este trabajo es que dicho objetivo es alcanzable, y que existen claras oportunidades para el desarrollo de programas de incentivos a ser otorgados por UTE a sus clientes, sin requerir para ello incremento de tarifas. Así,

se podría estimular económicamente, una rápida incorporación de equipos que ahorren energía, a efectos de lograr alcanzar una porción importante de los 2,1 TWh/año del ahorro potencial disponible.

El análisis para el sector residencial se muestra en forma resumida en la siguiente tabla, como un objetivo razonable para los próximos 3 años.

Se muestra para cada medida de Eficiencia Energética, el grado de penetración de la medida respecto del potencial existente, la energía y potencia evitada, el incentivo económico a otorgar y la inversión total que afrontaría UTE.

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS - SECTOR RESIDENCIAL

	Panel solar	Heladeras	Lámparas	Calefones	Lavarropas	Aires Acond.	Total / Promedio	
Penetración/Potencial	30%	20%	50%	30%	30%	100%	43%	%
Cantidad instalaciones	262500	233792	2020000	75519	242709	115903	2950424	unidades
Energía total evitada	432,4	68,7	146,1	61,7	16,3	23,0	748,1	GWh/año
Potencia Media Evitada	49,4	7,8	16,7	7,0	1,9	2,6	85,4	MW
Incentivo unitario	474	75	6,4	188	17	52	136	USD
Costo incremental unitario	1500	300	9	300	200	300	435	USD
Inversión UTE acumulada	159	25	30	20	5	8	248	MMUSD
Incentivo/costo incremental	32%	25%	72%	63%	9%	17%	36%	%
Costo por MWm instalado	3,2	3,2	1,8	2,9	2,9	2,9	2,9	MMUSD

Fuente: Elaboración propia.

Abreviaturas

Las siguientes abreviaturas se utilizan frecuentemente en el presente documento:

- ACS: Agua Caliente Sanitaria
- CAD: Costo de Abastecimiento de la Demanda (MMUSD/año)
- CAP: Costo del Administrador del Programa
- CSC: Costo de la Sociedad en su Conjunto
- DNE: Dirección Nacional de Energía
- EE: Eficiencia Energética
- EPA: Environmental Protection Agency (USA)
- ESCO: Energy Services Company, o Empresa de Servicios Energéticos
- GDP: Gross Domestic Product (Producto Bruto Interno)
- GWh: Gigavatio hora
- ITUCR: Impacto en Tarifas de UTE a Costos Reales
- kTep: kilo Tonelada Equivalente de Petróleo (equivale a 11,63 GWh)
- MCE: Medida de Conservación de la Energía
- MEPS: Minimum Energy Performance Standards (normas de desempeño energético mínimo).
- MIEM: Ministerio de Industria Energía y Minería
- MMUSD: Millones de dólares americanos
- MW: Megavatio
- MW_m: MW medio, refiere a la energía total del período en MWh dividida por el total de horas del período.
- NAB: Coeficiente "Neto A Bruto"
- NGWh: Negagigavatios hora (Gigavatios hora evitados)
- NW: Negavatio, refiere a la potencia evitada en MW
- NWh: Negavatio hora, refiere a la cantidad de energía evitada en MWh
- NW_m: NW medio, refiere a la energía total evitada del período en MWh dividida por el total de horas del período
- PBI: Producto Bruto Interno
- PC: Precio de Cuenta
- RPC: Razón de Precio de Cuenta
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- TCP: Test de Costo del Participante (del programa de Eficiencia Energética)
- Tep: Tonelada Equivalente de Petróleo
- TRS: Tarifa Residencial Simple
- TWh: Teravatio hora
- T&D: Trasmisión y Distribución
- T/C: Tipo de Cambio (se utiliza en este trabajo USD 1 = $ 20)
- USD: Dólares americanos
- USD/MWh: Precio de la energía en dólares por megavatio hora
- UTE: Usinas y Trasmisiones del Estado (Distribuidora eléctrica de Uruguay)
- VAN: Valor Actual Neto (o VPN Valor Presente Neto).

Guía de lectura

Para guiar la lectura de este trabajo, se presenta a continuación una breve descripción del contenido de cada capítulo:

1.- Eficiencia Energética (EE) y políticas de promoción.
Conceptos generales de EE, las fallas y barreras existentes, la justificación de porque es necesario y conveniente, aplicar políticas de promoción de la EE y las alternativas de promoción o incentivos disponibles.

2.- Metodología para la evaluación de los costos evitados
El capítulo se centra en calcular los costos evitados por la compañía eléctrica, cuando se reduce la demanda. Se estudia en detalle los costos evitados en:

- Energía: costos evitados por la energía que no fue necesario generar.
- Capacidad: costos evitados en infraestructura, por las inversiones evitadas o postergadas en redes, subestaciones y centrales de generación.

Adicionalmente, se analizan otros beneficios de la Eficiencia Energética, para los consumidores que ahorran energía y para la sociedad en su conjunto.

3.- Análisis de programas de Eficiencia Energética en Uruguay
Al inicio del capítulo se presenta la cuantificación del potencial de Eficiencia Energética para Uruguay.
Luego se muestra la metodología de la EPA (y su adaptación al caso de Uruguay), para el análisis de la relación costo/beneficio de los programas de incentivos a la EE a nivel de la demanda.
Luego se analiza el impacto económico que sufre UTE cuando reduce sus ventas de energía. Finalmente se plantea un modelo de incentivos a la EE pagado por UTE, de manera que sea neutro en sus ingresos operativos (es decir que no requiera incrementos tarifarios para costear los programas de incentivos a la EE).

4.- Análisis de las MCE (Medidas de Conservación de la Energía) identificadas en el Estudio de Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay

Se estudia en detalle cada una de las 6 tecnologías sobre las que se basa el potencial de EE del sector residencial (lámparas, refrigeradores, calentadores solares de agua, termotanques eficientes, aires acondicionados y lavarropas y secarropas), analizando para cada una de ellas:

- El incentivo económico que podría ser aportado por la compañía eléctrica (sin impacto en sus tarifas)
- El ahorro que obtendrían los consumidores que implementen proyectos de EE en sus hogares y el análisis del Valor Presente Neto de la inversión
- El beneficio que obtendría la sociedad en su conjunto (beneficio social)

Se formula una propuesta de un programa ambicioso de incentivos, evaluando la inversión total requerida por la compañía eléctrica y los beneficios esperados.

5.- Casos de estudio

Se reportan las experiencias de proyectos y programas de incentivos a la eficiencia energética a nivel de la demanda, desarrollados en Uruguay y en otros países.

6.- Conclusiones

Resumen y conclusiones del trabajo.

1.- Eficiencia Energética y políticas de promoción

La Eficiencia Energética es vista como un factor clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y cubrir diversos objetivos relacionados con la política energética de los países.
Se ha observado una necesidad de promover la eficiencia energética mediante la intervención de políticas, que permitan derribar las barreras de mercado, las fallas de mercado, y las fallas de comportamiento.

A continuación se sintetizan estos conceptos, partiendo de la bibliografía existente, y del análisis de estudios realizados por organismos especializados en la materia.

1.1.- Definiciones

Eficiencia Energética

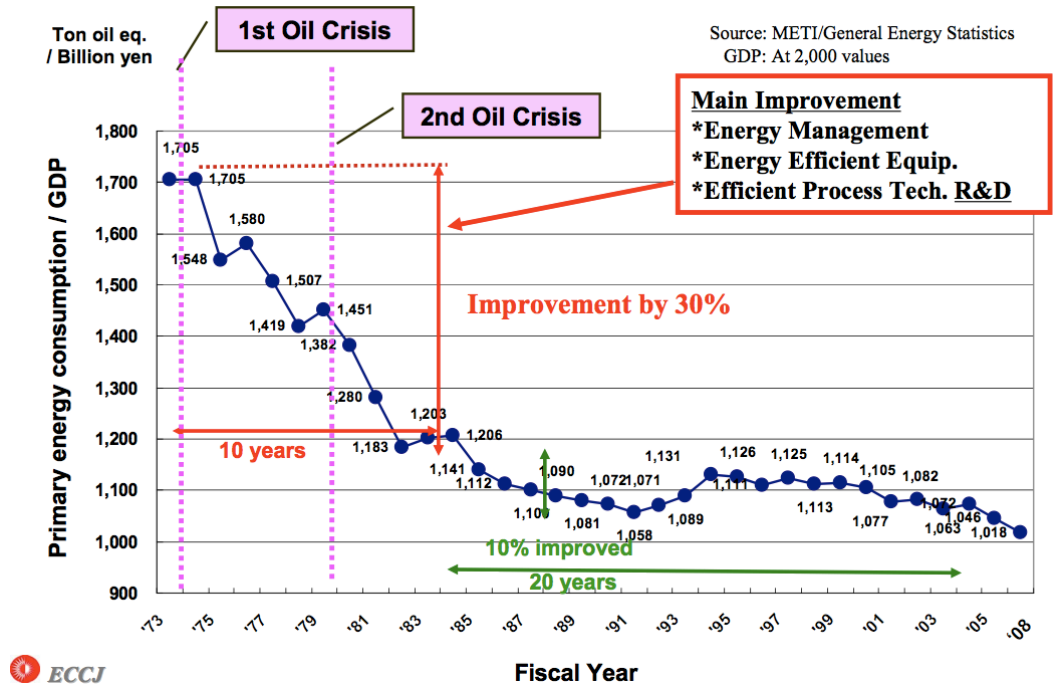
Se define típicamente como los servicios energéticos obtenidos por unidad de energía consumida. Por ejemplo, para el caso de una bomba de agua, es la energía entregada al agua (en forma de aumento de altura/presión), por kWh gastado. De este modo, se puede medir como un porcentaje de la energía útil respecto de la energía total gastada.
En este ejemplo se considera la eficiencia energética del equipo en sí, sin embargo la definición de EE es más amplia, abarcando el componente del comportamiento y hábitos de los usuarios del equipamiento.

Intensidad Energética

La intensidad energética es un indicador de la eficiencia energética de una economía. Se calcula como la relación entre el consumo energético (E) y el producto interior bruto (PIB) de un país:

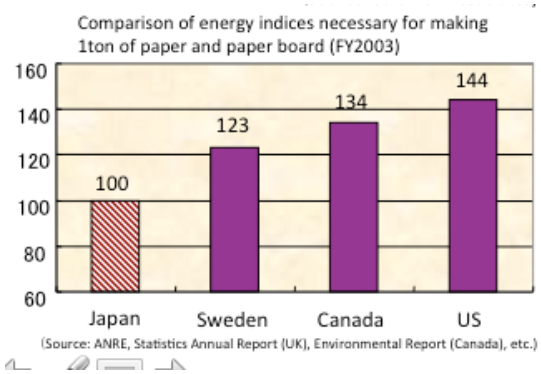
$$I = \frac{E}{PIB}$$

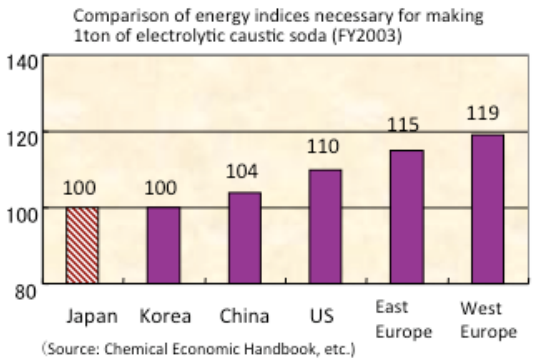
Los gráficos siguientes muestran la evolución de la intensidad energética de Japón (a modo de ejemplo), mostrando el consumo de energía y al mismo tiempo el crecimiento de su producto bruto interno (GDP)



Fuente: Energy Conservation Center of Japan

Es usual comparar el consumo específico de ciertos procesos específicos, como por ejemplo la energía necesaria para fabricar papel o soda caustica:





Y también es usual estudiar el consumo eléctrico por habitante, véase a continuación la situación en Europa en 2005:

Consumo de electricidad "per capita" de los países de la Unión Europea miembros de la UCTE(*). Año 2005

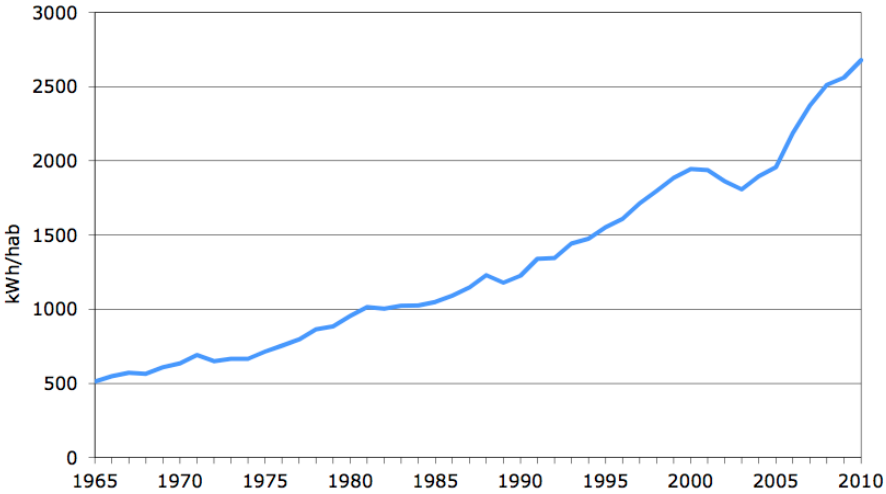
	Consumo "per capita" (kWh/hab)
Luxemburgo	13.703
Bélgica	8.313
Francia	7.965
Austria	7.698
Holanda	7.032
Alemania	6.744
Eslovenia	6.391
República Checa	6.131
España	**5.721**
Italia	5.629
Eslovaquia	4.881
Grecia	4.774
Portugal	4.736
Hungría	3.893
Polonia	3.422
Media	**6.149**

Fuente: UNESA.

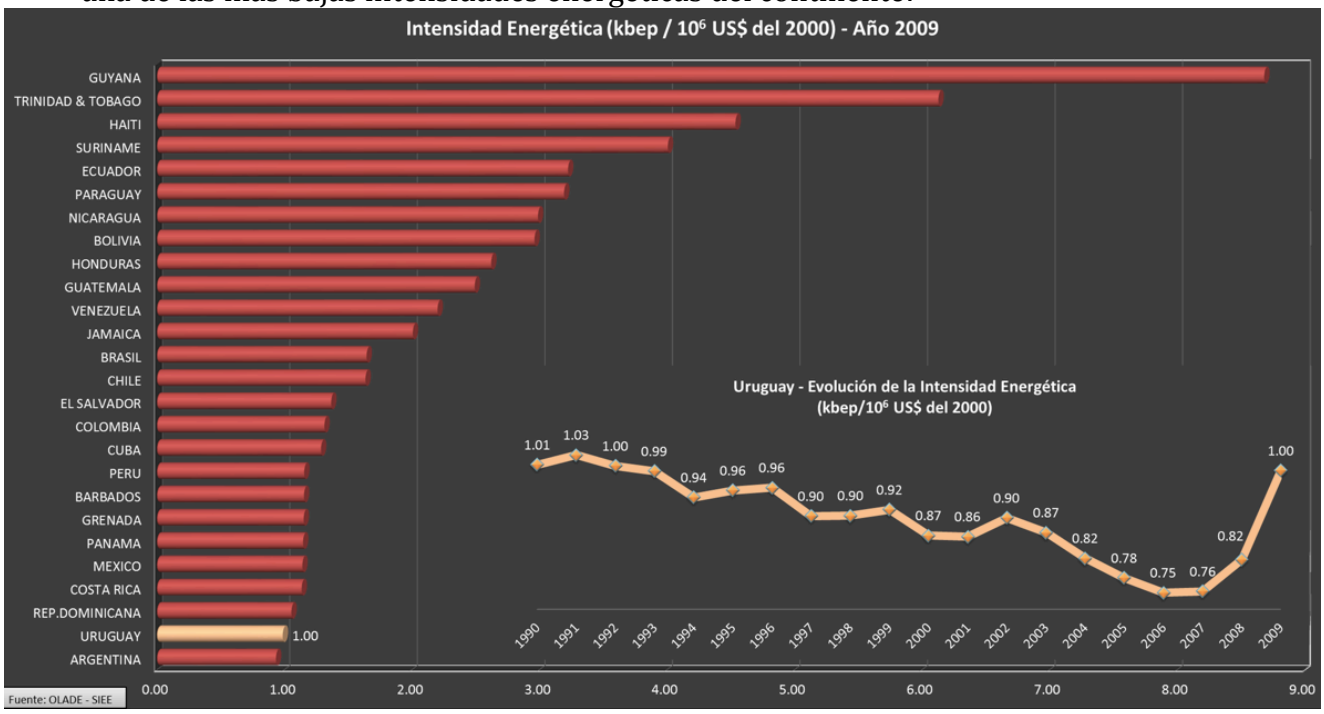
y téngase presente que en Uruguay dicho índice es del orden de 2800 kWh/habitante-año, tal como lo muestra la siguiente gráfica[i].

Grafico 1.19

Consumo de electricidad per cáptia (Kwh/hab)



Para la comparación de Latinoamérica es interesante observar la intensidad energética según estudios de OLADE[ii], en donde se observa que Uruguay presenta una de las más bajas intensidades energéticas del continente:



Ahorro de Energía

Es la reducción de la cantidad de energía consumida en términos absolutos. Por lo tanto puede darse la situación de una reducción en el consumo de energía independientemente de una mejora en la eficiencia energética. Un ejemplo de esto, es la reducción del confort, a modo de ejemplo si se acepta dejar de tener un espacio con aire acondicionado, se logrará un ahorro de energía, pero a costas de una baja en el confort, y no en el aumento de la eficiencia del sistema.

Eficiencia Económica

Es la reducción del costo de la energía consumida. No necesariamente implica una reducción en la cantidad de energía consumida. Por ejemplo si se trata de la sustitución de un energético por otro más barato, pero puede que el segundo sea utilizado en forma ineficiente, y aún así el costo económico sea menor.
Del mismo modo, el cambio de una tarifa eléctrica a otra más apropiada, (ej. Tarifas simples a multihorario), puede generar ahorros económicos, aún sin bajar el consumo energético.

Este factor es muy relevante y depende en gran medida de las tarifas energéticas, e incluso de las políticas impositivas aplicadas a los diversos energéticos.

1.2.- Inversiones en Eficiencia Energética (EE)

Desde el punto de vista estrictamente económico, la inversión en un proyecto de EE, es una decisión que implica un egreso conocido de capital inicial, para obtener un costo energético futuro menor.

Para decidir invertir en EE, es necesario evaluar si es conveniente desde el punto de vista económico, gastar dinero hoy, para obtener ahorros mensuales (con cierta incertidumbre) durante la vida útil del equipo.

En general el costo de inversión inicial es conocido, por ejemplo al tomar la decisión de adquirir una heladera eficiente, versus una estándar, el costo inicial es dado por el vendedor del electrodoméstico.

Sin embargo, para evaluar los ahorros futuros a lograr, es necesario hacer hipótesis sobre el precio futuro de la energía, el nivel de ahorro a lograr, la cantidad de horas por mes en que se usará el dispositivo y la vida útil del mismo.

La resolución racional de este problema financiero, consiste en hallar el VPN (valor presente neto), de los flujos de fondos provenientes de los ahorros futuros (descontados a una tasa elegida), y compararlos con la inversión adicional ("inversión incremental") que es necesario efectuar para adquirir el equipo más eficiente.

1.3.- El "hueco de la eficiencia energética" ("Energy Efficiency Gap")

No siempre los consumidores eligen de forma racional, y existen diversas barreras y fallas de mercado y fallas del comportamiento que conducen a que no se tomen las decisiones óptimas desde el punto de vista económico.

En la literatura técnica existen muchos trabajos abordando el denominado problema del "hueco de la eficiencia energética". Por ejemplo Adam Jaffe y Robert Stavins, en "The energy-efficiency gap"[iii], explican que este "hueco", refiere a la diferencia entre la eficiencia energética del parque de dispositivos existentes, comparado con la que debería haber, si los consumidores hubieran adquirido

aquellas tecnologías que optimizan el costo del ciclo de vida (incluyendo inversión inicial + costo operativo futuro).

Este hueco puede ser caracterizado mediante la tasa de descuento implícita en las decisiones de los consumidores. En efecto, si se selecciona un equipo ineficiente y más barato, el costo operativo futuro aumenta, y es posible calcular la tasa de descuento que iguala la opción ineficiente vs. la eficiente.

Gillingham, Newell y Palmer concluyen en el estudio "Energy Efficiency Economics and Policy"[iv] que se han detectado tasas de descuento implícitas, utilizando diversas metodologías que van desde el 25% hasta más del 100%.

Ejemplo:

Suponiendo un electrodoméstico (que podría ser por ejemplo una heladera), que se pueda obtener a USD 350 el equipo ineficiente, y a USD 600 el equipo eficiente cuyo costo operativo (energía) es de USD 120/año, ahorrando un 40% respecto al anterior (costo operativo USD 200/año) y que ambos tengan un vida útil de 10 años.

Para una tasa de descuento del 10%, la comparativa a Valor Presente Neto (VPN) sería:

AÑO	EFICIENTE	INEFICIENTE
	USD	USD
0	600	350
1	120	200
2	120	200
3	120	200
4	120	200
5	120	200
6	120	200
7	120	200
8	120	200
9	120	200
10	120	200
VPN (10%)	$ 1.215,77	$ 1.435,38

Es claro que la decisión racional en este caso sería la de adquirir el equipo eficiente a pesar del sobrecosto inicial.

Si el consumidor por algún motivo eligiera el equipo ineficiente, la tasa de descuento implícita que estaría aceptando sería del 30% lo que sería una decisión irracional desde el punto de vista económico, tal como se ve en la siguiente tabla:

AÑO	EFICIENT	INEFICIENTE
	USD	USD
0	600	350
1	120	200
2	120	200
3	120	200
4	120	200
5	120	200
6	120	200
7	120	200
8	120	200
9	120	200
10	120	200
VPN (30%)	$ 754	$ 754

Es decir que a tasas de descuento más altas, los ahorros futuros pierden rápidamente valor, primando la inversión inicial en el cálculo del VPN.
El motivo por el que los consumidores no actúen racionalmente, buscando realizar la inversión óptima desde el punto de vista económico se explica por varias razones, que se analizan en el próximo apartado.

1.3.1.- Fallas de Mercado y Fallas del Comportamiento

Las fallas de mercado y del comportamiento, de acuerdo al enfoque dado por Gillingham, Newell y Palmer en el estudio "Energy Efficiency Economics and Policy"[iv], se resumen a continuación:

1.3.1.1.- Fallas en el mercado de energía

Estas fallas de mercado aparecen cuando las tarifas de energía no representan los costos reales del sistema, por lo tanto los consumidores reciben señales de precios que no están alineadas con los verdaderos costos que generan sus consumos.

<u>Tarifas de electricidad con señales de precio desalineadas con los costos marginales de generación:</u>

Las tarifas de electricidad en Uruguay, para los clientes con más de 40 kW de potencia contratada, se denominan "inteligentes" o "triple horario". Estas tarifas tienen señales de precio que fueron diseñadas para motivar a los usuarios a evitar consumos en las horas punta del sistema (18 a 22 horas), y maximizar los consumos en horas valle (0 a 7 hs.).
Estas diferencias de precios se muestran en la tabla siguiente, según pliego tarifario de UTE, vigente a partir del 1/1/2012.

	MEDIANOS CONSUMIDORES			
	CARGO ENERGIA $			
N. TENSION	VALLE $ (0 A 7 HS.)	LLANO $ (7 A 18 - 22 A 0 HS.)	PUNTA $ (18 A 22 HS.)	POT. MAX. $ por kW
M.C.1 0,22 A 0,38 kV	1,128	2,672	6,174	210,4
M.C.2 6 A 15 kV	1,09	2,439	4,824	135,7
M.C.3 30 kV	1,084	2,384	3,988	79,4
C. FIJO $	390,3			
	GRANDES CONSUMIDORES			
G.C.1 0,22 A 0,38 kW	1,105	2,123	6,537	277,2
G.C.2 6 A 15 kV	1,061	2,012	5,256	182,3
G.C.3 30 kV	1,057	1,977	4,443	111
G.C.4 60 kV	1,057	1,977	4,076	43,7
G.C.5 110 A 150 kV	1,053	1,939	3,379	30,6
C. FIJO $	8.133,30			

Cabe recordar que la reglamentación tarifaria de UTE, establece que además de estas tarifas por franja horaria, se factura el pico de potencia mensual, pero con la particularidad de que el pico demandado en horas Valle no es contabilizado. Es

decir que el cargo por potencia no aplica a la energía utilizada en dicho horario, lo que hace aún más "económico" usar la electricidad en dicha franja tarifaria.

Este precio tan bajo en el horario valle, lleva a que eventualmente existan incentivos para que los usuarios de energía consuman electricidad de manera ineficiente en dicha franja horaria, en lugar de consumirla de manera eficiente en otros horarios.

A modo de ejemplo, piénsese que para el uso de ACS (Agua Caliente Sanitaria), de un hotel o industria, puede ser muy conveniente calentar mediante simples resistencias eléctricas en el "Valle", el agua a alta temperatura (ej. 80 grados Celsius), y acumularla en grandes tanques, para luego utilizarla a lo largo del día. Este fenómeno produce el indeseable efecto de aumentar las pérdidas térmicas causadas por tener agua a tan alta temperatura (que en realidad se utilizará a 45 grados). Además evita que otra opción tecnológica más eficiente sea viable desde el punto de vista económico y financiero. En efecto, partiendo de una situación en que la forma de calentamiento del agua con electricidad sea realizada en horas "Valle" (tarifa triple horario) difícilmente sea rentable, incluir una solución eficiente de paneles solares o bombas de calor (eléctricas).

Tarifas de energía subsidiadas

Este es el caso de la existencia de tarifas de energía subsidiadas. Actualmente este es un problema que enfrenta la República Argentina, cuando quiere fomentar la EE, ya que la existencia de tarifas subsidiadas por el estado, hace poco atractivo el ahorro de energía para los consumidores.

En Uruguay, si bien no se trata técnicamente de subsidios, en el extremo, los "colgados" no pagan por la energía eléctrica por lo que obviamente carecen de incentivos para ahorrar energía.

Cabe recordar que el consumo específico de los hogares en Uruguay ha sido relevado por la DNE, cuyos resultados se presentaron en 2008, y se basan en el estudio del Balance Nacional de Energía Útil de Uruguay 2006[v]

Subsector Residencial Urbano – Región: Montevideo

Intensidades energéticas útiles por estrato

Año 2006

	kep/hogar				%			
Usos	**Altos Ingresos**	**Medios Ingresos**	**Bajos Ingresos**	**Carencia-dos**	**Altos Ingresos**	**Medios Ingresos**	**Bajos Ingresos**	**Carencia-dos**
Iluminación	7,2	2,7	1,4	1,9	1,0	0,9	0,9	0,8
Cocción	73,7	46,1	34,9	68,0	9,7	16,0	22,9	27,3
Calentamiento de Agua	234,4	113,6	57,1	81,5	31,0	39,5	37,5	32,7
Calefacción	218,4	35,4	17,2	28,7	28,9	12,3	11,3	11,5
Conservación de Alimentos	84,1	44,0	23,6	31,2	11,1	15,3	15,5	12,5
Refrigeración y Ventilación	16,2	2,4	1,4	3,2	2,1	0,8	0,9	1,3
Bombeo de Agua	3,3	1,1	0,3	0,0	0,4	0,4	0,2	0,0
Fuerza Motriz	6,0	2,5			0,8	0,9		
Otros Artefactos	112,8	39,5	16,3	34,8	14,9	13,8	10,7	14,0
TOTAL	**756,2**	**287,2**	**152,2**	**249,4**	100,0	100,0	100,0	100,0
Altos Ingresos = 100	**100**	**38**	**20**	**33**				

Es interesante observar como el consumo específico de los hogares carenciados es sensiblemente más alto que el de los de bajos ingresos, y la explicación presumiblemente es que están "colgados", es decir que no pagan la energía que consumen. (en la metodología se define hogares carenciados, como los que viven en asentamientos irregulares y están conectados irregularmente a la energía eléctrica[vi]).

1.3.1.2.- Fallas del mercado de capitales

Estas fallas de mercado surgen cuando existen dificultades para obtener financiamiento, o existe falta de liquidez de los consumidores para afrontar las inversiones necesarias en EE.
Los consumidores pueden carecer de acceso al crédito y lisa y llanamente no contar con la opción de comprar un equipamiento eficiente, sino apenas lograr adquirir el más económico (y generalmente ineficiente).

Otras fallas del mercado que limitan el acceso al financiamiento[vii]:

- Líneas de financiamiento que no contemplan los plazos y riesgos de los proyectos de EE
- Existencia de limitaciones de acceso al crédito, establecidas por el sector financiero
- Los operadores del sistema financiero no conocen como operar líneas orientadas a la EE.

Pero esto suele ocurrir también en usuarios de energía del tipo industrial o gubernamental, que pueden carecer de crédito o eventualmente requieren utilizarlo en otras prioridades.
Asimismo, estas organizaciones suelen tener presupuestos asignados por separado a inversiones y a gastos operativos, no teniendo posibilidades de trasladar ahorros operativos al pago de inversiones. Por tanto no les es posible invertir hoy, financiando la inversión y pagándola con los ahorros futuros.

En este último caso, las ESCO´s (Energy Services Companies) que operan mediante contratos de desempeño pueden ser una solución al problema, ya que son capaces de invertir, y luego recuperar la inversión más su ganancia con los ahorros generados por un determinado período de tiempo.

1.3.1.3.- Fallas de Información

Esta falla esta generalmente presente en todos los mercados y está vinculada a la asimetría de información o directamente la falta de información, especialmente de los consumidores en relación a los pros y contras de adquirir equipos energéticamente eficientes.

La falla de información es a menudo citada como una de la principales causas de la subinversión en productos eficientes. En efecto si el consumidor carece de

información fidedigna del costo operativo futuro de distintas tecnologías, difícilmente podrá optar racionalmente por uno u otro nivel de eficiencia.

El etiquetado energético es una de las formas de corregir esta falla, suministrando información confiable sobre el consumo de energía a los consumidores.
Otro de los problemas clásicos que llevan a la subinversión en eficiencia energética, es el denominado "Problema del Agente principal". Este es el caso que ocurre cuando un agente es el que construye una instalación (edifico, industria, etc.) y un segundo agente es el que lo opera (o es dueño) a futuro. En ese caso el constructor va a tender a minimizar la inversión, sin contemplar el costo operativo futuro de la energía que será pagado por terceros.

Por ejemplo Lucas W. Davis en su trabajo "Are renters less likely to have energy efficient appliances?" – 2010, concluye que los propietarios de viviendas para renta son significativamente menos propensos a adquirir refrigeradores, lavarropas y lavaplatos eficientes, respecto de los propietarios de su propia vivienda.

En algunos casos la escasez de información atenta contra las posibilidades de que una institución financiera preste dinero a una organización, ya que no se dispone de la información suficiente para asegurar que la inversión en eficiencia logrará generar los ahorros esperados que permitan repagar el crédito.

1.3.1.4.- Fallas de comportamiento.

Las fallas del comportamiento han sido estudiadas desde la psicología para entender como los consumidores toman sus decisiones, que pueden diferir de los criterios racionales y de optimización económica esperables.

Existe evidencia que sugiere que los tomadores de decisiones son más sensibles a la inversión inicial que a los costos operativos futuros[iii], conduciendo por tanto a subinversiones en Eficiencia Energética.

1.4.- Políticas para la promoción de la Eficiencia Energética.

1.4.1.- Introducción.

Las políticas para promover la Eficiencia Energética, son instrumentos desarrollados a nivel de los planificadores del sector, que permiten sortear algunas de las fallas de mercado mencionadas en el apartado anterior.

Las fallas mencionadas en el apartado anterior, pueden ser abordadas con instrumentos de política que incluyen entre otras:

- Incentivos directos a tecnologías eficientes
- Exoneraciones fiscales para quienes inviertan en eficiencia.
- Prohibición del uso de equipos ineficientes.

- Obligación de usar un % de energías renovables (ej. Paneles solares térmicos).
- Obligación legal de reducción de la intensidad energética de ciertos sectores.
- Etiquetado energético (voluntario u obligatorio) de electrodomésticos.
- Regulaciones que exigen el cumplimiento de estándares mínimos de Eficiencia Energética para dispositivos que consumen energía.
- Concientización y difusión del uso responsable y eficiente de la energía a nivel de la población en general.

Cualquier política que se aplique de este tipo, implica costos para la sociedad en su conjunto. Por lo tanto es relevante reflexionar acerca de la racionalidad económica de la aplicación de estas políticas. Es decir evaluar el costo y beneficio de las mismas, a efectos de determinar si las mismas generan un aumento en el bienestar económico en la sociedad en su conjunto ("bienestar social"), y en cada agente en particular.

1.4.2.- Aspectos metodológicos sobre la efectividad y costos de las medidas de eficiencia energética.

1.4.2.1.- "Consumidores Eficientes"

Un primer problema que surge para evaluar los beneficios, es la existencia de "Consumidores Eficientes" que aún sin políticas de Eficiencia Energética están dispuestos y realizan inversiones en equipos eficientes. Lo hacen porque advierten que es un buen negocio para ellos, o bien por una conciencia ambiental desarrollada.
Por tanto, ocurre que al aplicar un programa de incentivos por ejemplo, se benefician usuarios que no requieren ningún apoyo, ya que de todos modos realizarían la inversión.
No es que esto sea un problema en si mismo, sino que la contabilidad del proyecto se complejiza. En efecto si se estimula mediante determinada política la adopción de cierta tecnología, y luego se trata de medir el resultado de la política aplicada, resulta difícil establecer que parte del publico objetivo incorporó dicha tecnología por la política desarrollada, y que parte la hubiera incorporado de todos modos. Supongamos que se desea promover el uso de lámparas de bajo consumo, mediante un incentivo. Es evidente que dichas lámparas ya están impuestas en el mercado, y la implantación de un incentivo incrementaría el uso de las mismas, pero al mismo tiempo premiaría a individuos que de todos modos iban a utilizarlas a pesar de su mayor costo respecto de las lámparas incandescentes. Por tanto resulta complejo evaluar la efectividad del incentivo, ya que una proporción (desconocida en principio), adquiriría el equipo eficiente de todos modos.

1.4.2.2.- "Efecto Rebote"

Este efecto indeseable, conocido como "Rebound Effect" en la literatura especializada, analiza el efecto que genera tener un equipo muy eficiente, ya que el usuario tiende a usarlo más, al considerar que el mismo "gasta muy poco".

Un ejemplo podría ser el de un usuario que cambia una lámpara incandescente de 75 W, y la sustituye por una fluorescente compacta de 15 W. Al percibir un consumo tan bajo, puede darse este efecto de rebote, de utilizar la lámpara muchas más horas que antes, al minimizar el costo en el que se incurre, lo que complica el análisis del ahorro que se logra realmente.

En otras palabras el ahorro esperado puede ser menor al real.

1.4.3.- Incentivos Económicos a la EE

Existen programas en diversas empresas eléctricas del mundo, que proveen una motivación económica directa para invertir en eficiencia energética, a través de incentivos, o créditos blandos. Por otro lado existen otros incentivos concedidos desde el estado, para la promoción de la EE, como por ejemplo exoneraciones fiscales al invertir en equipos o sistemas eficientes.

Surgen para abordar el "hueco de la eficiencia Energética", es decir la subinversión en eficiencia.

El análisis realizado en el trabajo "Energy Efficiency Economics and Policy"[iii], evaluando una gran cantidad de casos, examina la costo-efectividad de los mismos. Las conclusiones indican que los programas que incluyen incentivos financieros (para la instalación de equipamiento eficiente) acompañados de programas de información a los consumidores, han tenido un costo que oscila entre USD 0,01/kWh a USD 0,20/kWh (en dólares de 2002 por kWh evitado).
Estos valores han sido denominados en la literatura técnica como "costo por negavatio", y representa el costo incurrido en el programa por kWh evitado.

Resulta de interés citar el reciente trabajo denominado "Cost-Effectiveness of Electricity Energy Efficiency Programs" (Toshi H. Arimura, Shanjun Li, Richard G. Newell, and Karen Palmer 2009). En el mismo se modelan los ahorros de energía y se los compara con las inversiones realizadas en los programas de gerenciamiento de la demanda. Las conclusiones del trabajo concluyen que el costo promedio de la energía evitada (utilizando una tasa de descuento del 5%), asciende a USD 0,05/kWh.
Asimismo, el estudio concluye que analizando una amplia cantidad de programas aplicados en diversas compañías eléctricas, el ahorro logrado se sitúa en 1,8% de la demanda.

Es relevante señalar además la existencia de una polémica instalada sobre este tema, ya que existen autores que critican estos resultados, basándose en la inexactitud de las mediciones del costo/beneficio de estos programas. Entre otras críticas, se mencionan: que no se considera adecuadamente el "efecto rebote", y que no siempre se ha elaborado una línea de base confiable, entre otros argumentos.
En cuanto al efecto rebote, Steve Sorrell en "The Rebound Effect" (2007), estima dicho efecto, expresándolo como un porcentaje del ahorro esperado. Así, un efecto rebote del 20%, implica que sólo se consigue ahorrar efectivamente el 80% del ahorro esperado. En dicho trabajo encuentra que el efecto rebote puede llegar a valores del 30% en usos como calefacción o aire acondicionado. Davis (2006),

estudió el efecto rebote en lavarropas con etiquetado energético, hallando un valor pequeño pero no despreciable del 6%.

El presente trabajo, se enfocará en el análisis en este tipo de instrumento (incentivos económicos) como herramienta de promoción de la EE

1.4.4.- Estándares mínimos de desempeño energético.

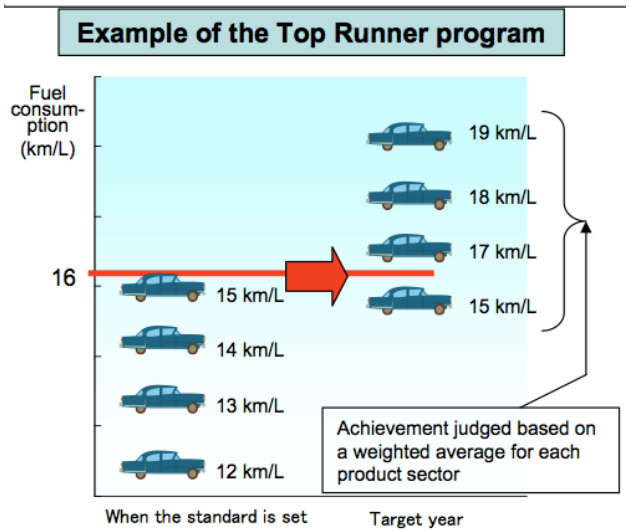
Denominados por su sigla en inglés "MEPS" (Minimum Energy Performance Standards) son límites que la legislación admite y que por debajo de los mismos, se prohíbe su comercialización.

Estos estándares se desarrollan por categorías y tamaños de los dispositivos.

En este particular surge la pregunta:¿porqué obligar a los usuarios a adquirir determinados equipos eficientes (generalmente más costosos) y prohibir los más baratos de peor eficiencia?

Y la respuesta surge de las fallas del comportamiento mencionadas antes. Es decir obligarlo a que solamente pueda adquirir equipos eficientes (aún siendo más costosos) es en el fondo conferirle la racionalidad a su compra. Sin embargo esta afirmación puede ser errónea, ya que en algunos casos, puede ser racional adquirir un equipo ineficiente, de bajo costo, por ejemplo cuando el equipo se va a utilizar pocas horas al año.
(A modo de ejemplo, adquirir un sistema de iluminación muy eficiente (y por tanto costoso) para una casa de balneario que se utiliza apenas un par de meses al año, no resulta una decisión racional desde el punto de vista económico).

En Japón por ejemplo, el esquema denominado "Top Runner" ha demostrado ser extremadamente eficaz para incentivar el desarrollo tecnológico y lograr verdaderos saltos en la eficiencia energética de una larga serie de dispositivos (electrodomésticos diversos, automóviles, etc.).
El exitoso esquema se basa en una mejora continua , con la siguiente lógica. Se observa la eficiencia energética de un determinado parque de equipos existentes en el mercado en la actualidad. El más eficiente existente (medido generalmente en kWh/mes o km/l para vehículos) se fija como estándar mínimo de eficiencia (MEPS) para dentro de x años (por ejemplo para dentro de 5 años). Este método asegura que es posible lograr la eficiencia esperada, ya que existe al menos un fabricante que ya lo ha logrado. Los equipos que no cumplan con dicho MEPS no podrá ser comercializado a partir de la vigencia del nuevo estándar de eficiencia.
A los 5 años, se revisa nuevamente el parque de equipos y sus eficiencias, y se vuelve a fijar una meta exigente hacia el futuro.



Este esquema ha permitido reducciones en las intensidades energéticas de una vasta serie de equipos, y es un excelente programa para un país con una gran capacidad industrial y de desarrollo e innovación tecnológica.

1.4.5.- Regulaciones que imponen obligatoriamente el uso de equipos eficientes.

La metodología de imponer exigencias a los usuarios para el uso eficiente de la energía se ha aplicado en diversas partes del mundo, e incluso en Uruguay, el estado se ha autoimpuesto la prohibición del uso de iluminación incandescente[viii].

Es interesante el caso de Israel, en donde es obligatorio desde 1980, la instalación de colectores solares térmicos para viviendas de hasta 6 pisos de altura. Esto ha logrado que a la fecha, el 92% de los hogares cuenten con agua caliente a partir de fuente solar. En efecto, para obtener el permiso de construcción, el proyecto de arquitectura debe contar con colectores solares como requisito ineludible.

En Uruguay, la denominada ley solar ha impuesto ciertas obligaciones de contar con un determinado porcentaje de energía solar térmica a 3 tipos de consumidores:

- Hoteles
- Centros de Salud
- Clubes deportivos

1.4.6.- Otros mecanismos de promoción de la eficiencia energética.

Existen diversos mecanismos disponibles para abordar la mejora en la EE de un país.

Algunos se han mencionado ya, y es interesante recordar que para el caso de Uruguay se ha avanzado en una serie de programas que abordan diversas áreas. En particular y como elemento más notable, se ha aprobado la Ley Nacional de Eficiencia Energética promulgada el 21 de setiembre de 2009 [ix]que incluye sintéticamente los siguientes aspectos relevantes:

- Etiquetado Energético Obligatorio para ciertos electrodomésticos

- Se establece posibilidad de aplicar castigos tributarios a equipos ineficientes
- Se adecúan normas del Tocaf para adquisición simplificada de productos y servicios eficientes por parte del estado
- Creación del FUDAEE (Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética) con diversos cometidos.
- Creación de un sistema de certificados de EE

Como se mencionó previamente, este trabajo se focalizará en el análisis de instrumentos de incentivos monetarios directos, desde la compañía eléctrica hacia los consumidores, procurando incidir en el mercado de equipos eficientes o ahorradores de energía de manera de acortar la brecha entre los equipos estándar y los de mayor eficiencia. Se identificarán los costos y beneficios que se generan para los distintos casos que se analizarán más adelante.

1.5.- NW vs. MW ("Negavatios versus Megavatios")

Diversos estudios sostienen que la Eficiencia Energética es la forma más barata de "generar" energía, y que produce más externalidades positivas. Sin embargo su penetración es muy lenta.

1.5.1.- La visión del BID

Por ejemplo, el BID reportó en 2008 que:
"Si Uruguay mejorara su eficiencia energética en un 10% en el curso de los próximos 10 años, ahorraría el equivalente a 1,020 GWh de electricidad por año en 2018.
El costo para lograr ese nivel de eficiencia (basado en inversiones en lámparas y motores eficientes, entre otras medidas) sería aproximadamente US$ 120 millones en ese mismo período (en dólares de 2008). En base a los precios actuales, costaría aproximadamente US$ 380 millones sólo la construcción de plantas (de generación convencional), sin contar los costos operacionales y el combustible.
Dicho de otra forma, Uruguay tiene dos alternativas para generar 1.020 GWh de electricidad en 2018: una cuesta US$ 120 millones, y la otra US$ 380 millones."[x]

Es decir, que a juicio del BID, resulta mejor negocio para Uruguay, invertir en EE, que en nuevas plantas de generación, al menos mientras exista un potencial de ahorro de energía relevante.

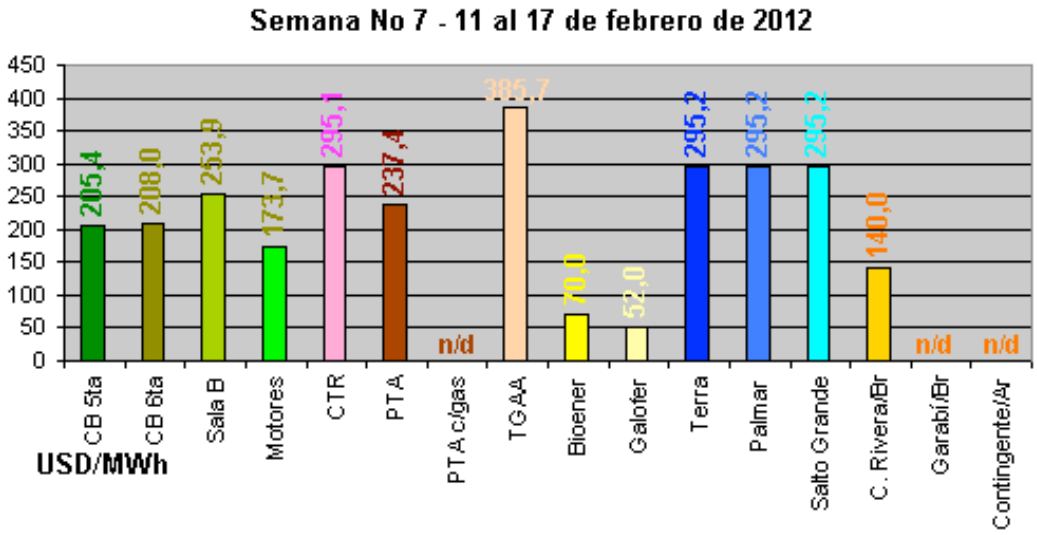
Este mismo análisis fue realizado para el resto de los países de Latinoamérica y el Caribe, encontrándose excelentes relaciones costo – beneficio para la EE vs. la instalación de nuevas plantas de generación de electricidad.

1.5.2.- ¿Cuánto cuesta ahorrar energía?

Este trabajo aborda específicamente la Eficiencia Energética en el uso de la electricidad, partiendo del potencial de ahorro de energía previsto en el reciente informe publicado por la DNE[xi]

El sistema eléctrico uruguayo, como todo sistema eléctrico posee un parque de generación con diversos costos marginales que son despachados con criterios de optimización de los costos de generación, para atender la demanda en cada instante.

Dichos costos marginales presentan una gran variabilidad, que va desde cero para la energía hidráulica cuando sobra el agua, pasando por valores del orden de 150 a 250 dólares por MWh, para generación a partir de fuel oil, y llegando a unos 300 o más dólares por MWh para la generación con gasoil (estos valores dependen de la tecnología de generación utilizada y del precio del petróleo). Incluso, en algunos casos de necesidad se ha llegado a importar energía de los países vecinos a valores del orden de USD 400/MWh o más.
A modo de ejemplo, se muestra a continuación los costos variables de producción, por máquina, para la semana No.7 del año 2012 publicado en ADME.[xii]



Esta diversidad en el mix de costos de producción presenta una gran complejidad a la hora de responder la siguiente pregunta:

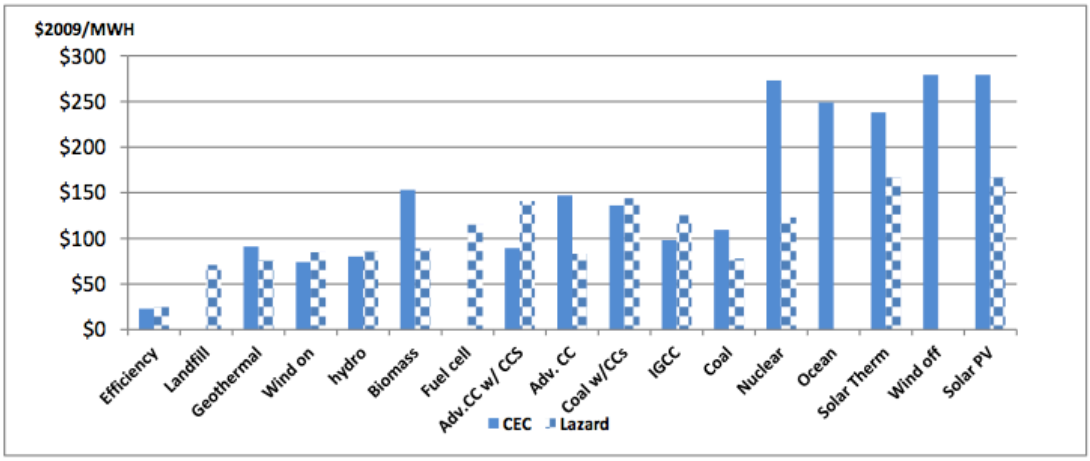
¿Cuánto dinero ahorramos, cuando ahorramos energía?

Por otra parte, es válido preguntarse: ¿cuál es el costo del "Negavatiohora (NWh)"?, es decir ¿cuánto cuesta evitar 1 MWh?

Desde esta óptica, sería pensar la eficiencia energética como una máquina virtual del parque generador, generando energía negativa a un determinado costo marginal.
Este valor ha sido estimado en USD 24/MWh por el Comité de Eficiencia Energética de Uruguay en 2010.[xiii]

En el siguiente cuadro [xiv]se muestran las estimaciones internacionales del costo normalizado de la energía, que considera los costos de inversión inicial, de combustible y de operación y mantenimiento, para cada tipo de tecnología.

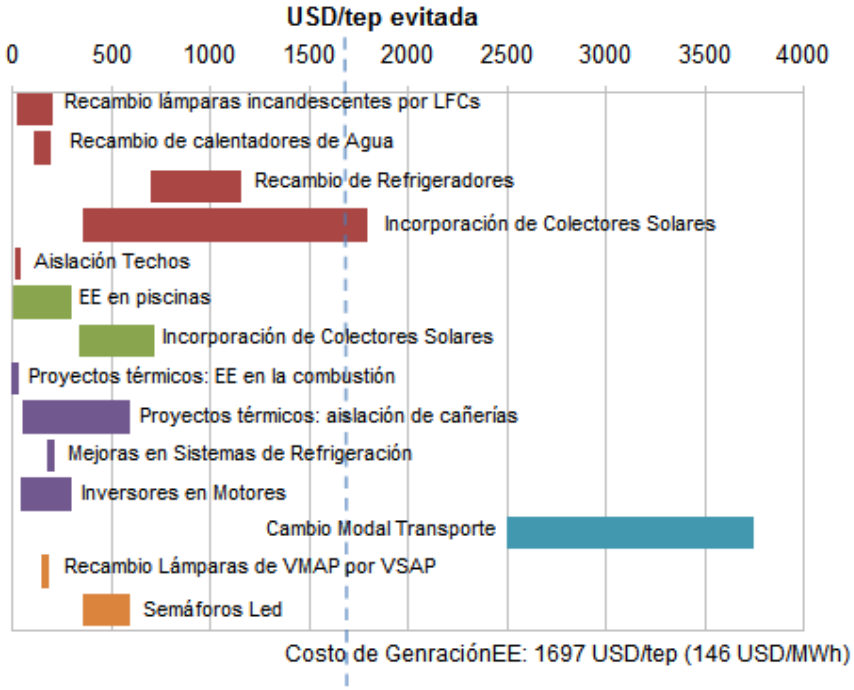
EXHIBIT ES-2: LEVELIZED COST OF ENERGY



Source: Lazard, *Levelized Cost of Energy Analysis – Version 4.0, June 2010:* California Energy Commission, *Comparative Cost of Central Station Electricity Generation,* January 2010; *EIA, Annual Energy Outlook: 2011, Levelized Cost of New Electricity Generating Technologies,* is used to provide the second estimate in the case of Lazard hydro and wind-off and CEC, coal w/CCS and coal.

Este elocuente gráfico, incluye a la eficiencia energética, como una de las fuentes virtuales de energía a un costo muy inferior al resto de las alternativas. Nótese que este cuadro muestra las alternativas disponibles pensando en el futuro, es por ello que no están previstos sistemas ineficientes. En efecto, el parque térmico uruguayo esta compuesto por ciclos de baja eficiencia, al punto que no existe ningún ciclo combinado, lo que explica que los costos de generación uruguayos de fuente térmica estén por encima de las opciones que se muestran en la tabla.

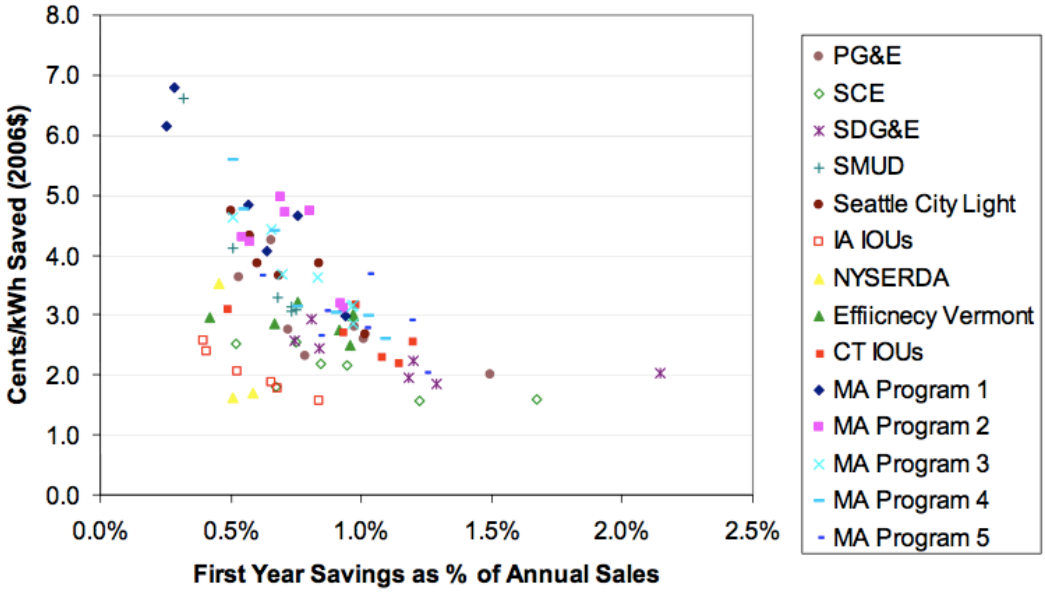
A su vez la Eficiencia Energética, se puede concretar en diversos usos de la energía, y cada acción tiene un costo diferente. Se muestra a continuación la estimación realizada por el Ing. Alfonso Blanco para el caso de Uruguay[xv]



En Estados Unidos se han desarrollado diversos programas de Eficiencia Energética, y en general todos han sido medidos luego de su implementación. Es decir que se ha evaluado su costo/beneficio, ya no sólo a nivel "ex ante" (como estimación previa a la medida), sino luego de la implementación de los programas.

De acuerdo al reporte de la consultora Synapse[xvi] (2008), que comparó los resultados de programas de Eficiencia Energética en 14 Distribuidoras eléctricas de varios estados de USA (Massachusetts, California, etc.), se obtiene el siguiente cuadro:

Figure 3. Cost of Saved Energy



De este cuadro se observan los siguiente hechos notables:

- El costo de la energía evitada oscilo entre 1 y 7 centavos de dólar por kWh ahorrado.
- Los Ahorros logrados son significativos, y son del orden del 0,5% a 2% del total de la energía vendida por dichas compañías eléctricas.
- Contra el preconcepto existente de que a mayores ahorros logrados, se debió gastar más por kWh evitado, se observa lo contrario. Es decir que programas más ambiciosos en cantidad de energía (ej. 1,5% ahorrado), resultaron en costos de la energía evitada menores. Es decir que este estudio sugiere la existencia de una economía de escala en los proyectos de Eficiencia Energética, ya que se logran comprar equipos eficientes a menor precio (al aumentar la cantidad) y al mismo tiempo se reducen los costos en que incurre la compañía eléctrica por la administración y marketing de estos programas.

1.5.3.- La Visión del Rocky Mountain Institute

Este famoso instituto de USA, liderado por Amory B. Lovins ha realizado innumerables publicaciones y disertaciones relacionadas con la Eficiencia Energética, y el futuro del uso de la Energía.

En su reciente libro “Reinventing Fire” (setiembre 2011), analiza diversos potenciales de Eficiencia Energética, en todos los sectores, y a modo de ejemplo se cita a continuación una de las conclusiones para el sector Edificios (residenciales, comerciales y de servicios).
“Para el 2050, probablemente podamos ahorrar el 38% de la energía consumida en edificios (residenciales, comerciales y de servicios)…y esto puede ser realizado de una manera costo-efectiva. Ahorrar el 38% de la energía, requiere un costo incremental de 0,5 trillones de dólares (dólares de 2010), a lo largo de los próximos 40 años, lo que reportará un retorno de 1,9 trillones de dólares en ahorro de costos de energía. El retorno promedio sobre la inversión es de aproximadamente del 24% anual.”

“Una de las más poderosas conclusiones acerca de la costo-efectividad (de la eficiencia energética), es como se compara con el costo de la energía que desplaza. Típicamente el costo de la eficiencia energética cuesta menos de la mitad que la energía que ahorra. Y esto es con las tecnologías y costos actualmente disponibles”. El siguiente cuadro compara los costos de evitar 1 kWh, y lo compara con la tarifa de electricidad, y adicionalmente hace el mismo análisis para el gas natural.

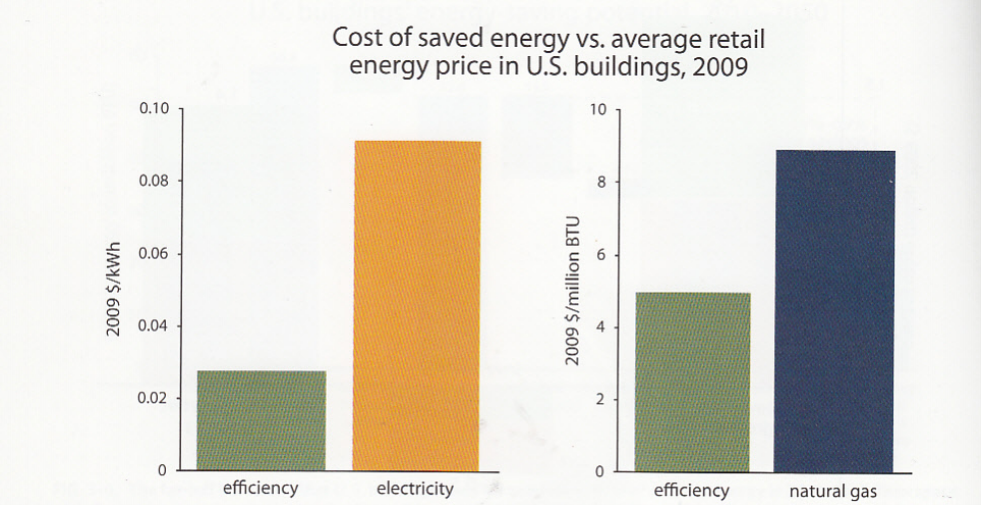


FIG. 3-8. The electricity and natural gas energy efficiency improvements analyzed cost much less than the energy they save. The “levelized” costs shown allow a comparison of energy efficiency with the energy supply it avoids, despite their unequal lifetimes and capacities.[200]

1.5.4.- Los costos y beneficios de los NW

Estas conclusiones citadas más arriba, parecen tener aplicación para otras realidades incluyendo la del Uruguay.

Resulta de interés contestar la siguiente pregunta para el caso de Uruguay: ¿Cuánto dinero ahorramos, cuando ahorramos energía?

Esto permitirá calcular los costos y beneficios de ahorrar energía, o lo que es lo mismo, de inyectar NW a la red eléctrica uruguaya.
Al formular esta pregunta se advierte rápidamente que existen 3 actores que ahorran, cuando se introducen medidas de eficiencia energética:

- La compañía eléctrica (UTE)
- El consumidor de energía
- La sociedad en su conjunto

Este trabajo abordará estos 3 puntos de vista, evaluando los costos y beneficios desde cada perspectiva.

El objetivo del trabajo por tanto, es realizar una evaluación completa sobre los potenciales de mejora en la eficiencia energética detectados en Uruguay, visualizando los beneficios potenciales, y cuando corresponda, sugiriendo posibles instrumentos de incentivo o promoción de ciertas tecnologías que permitan su rápida penetración.

2.- Metodología para la evaluación de los costos evitados

Los costos evitados para la compañía eléctrica, cuando se implementan proyectos de ahorro de energía se componen de costos de evitados de energía y costos evitados en capacidad (redes de transporte y distribución y plantas de generación)

2.1.- Costos evitados por la energía no generada.

2.1.1.-El Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).

El Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD), es el costo total, expresado en dólares, que afronta UTE para generar la electricidad necesaria para el abastecimiento del consumo nacional.

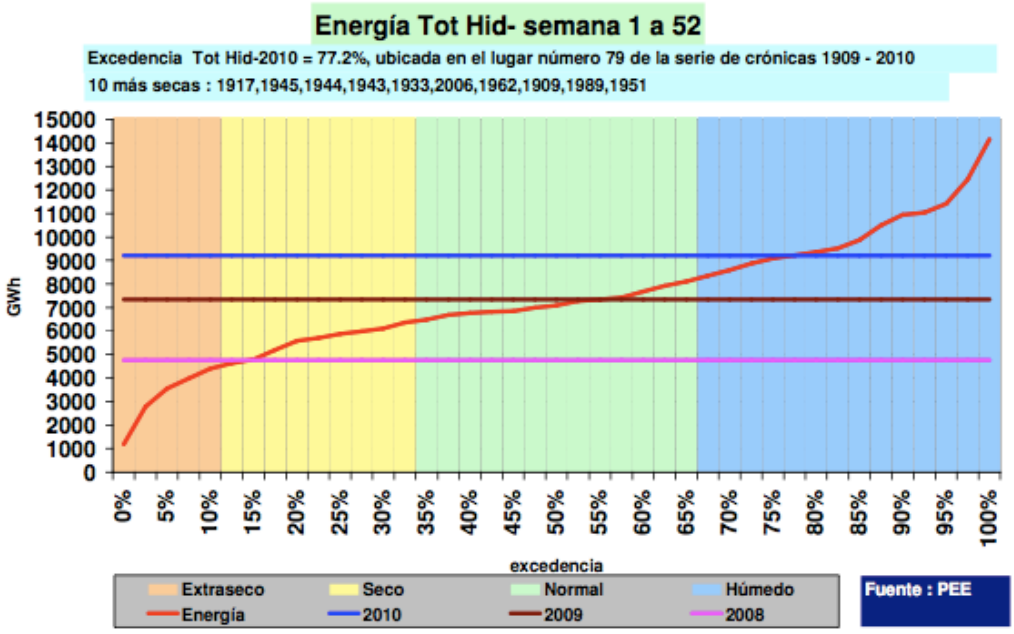
El CAD toma en consideración los costos variables de generación asociados al consumo de combustible y los costos de adquisición de energía ya sea local o de importación de energía.

El CAD refleja solamente la componente variable del costo de generación, es decir que no contempla los costos de inversión iniciales incurridos al instalar las plantas de producción de energía.

Del Informe "Memoria Anual 2010" de UTE, se pueden visualizar los costos incurridos en compra de energía y combustibles para generación:

	En millones de U$S					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Compra de Energía	86	202	140	211	493	132
Combustible	95	206	178	576	402	172
Total	181	408	318	787	895	304

El CAD presenta una alta volatilidad, que está fuertemente vinculada a la hidraulicidad de cada año, y en segundo lugar a los precios del petróleo.



En este grafico, obtenido de la memoria anual de UTE 2010, se muestra que por ejemplo el año 2010, siendo un año con buena hidraulicidad (excedencia 77,2%), resultó determinante para que el costo de UTE sea el más bajo de los últimos 5 años.

Por otra parte, es importante recordar que Uruguay es un país en el cual la generación de hidroelectricidad representa un elevado porcentaje de la matriz de generación eléctrica. Tal como muestra la tabla adjunta, la generación hidroeléctrica ha sido la responsable del 66% de la electricidad generada en Uruguay en los últimos 5 años.
Según el reciente reporte del IPCC (Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático), a nivel mundial (año 2008), apenas el 19%[xvii] de la electricidad mundial provino de fuentes renovables (Hidráulica 16%, resto 3%).

A pesar que Uruguay posee un abundante recurso hídrico, es claro que a medida que la demanda eléctrica crece, y con un potencial hidroeléctrico prácticamente explotado en su totalidad, los costos marginales de producción de electricidad, tendrán una inexorable tendencia alcista.

Demanda de Energia eléctrica (GWh)			
Año	Demanda interna total	Generación Hidroeléctrica	Generación hidroeléctrica/Demanda interna
2006	8.380	3.594	43%
2007	9.090	8.069	89%
2008	8.950	4.500	50%
2009	9.227	5.175	56%
2010	9.836	8.666	88%
2011	9.994	6.479	65%
2006 a 2011	55.476	36.483	66%

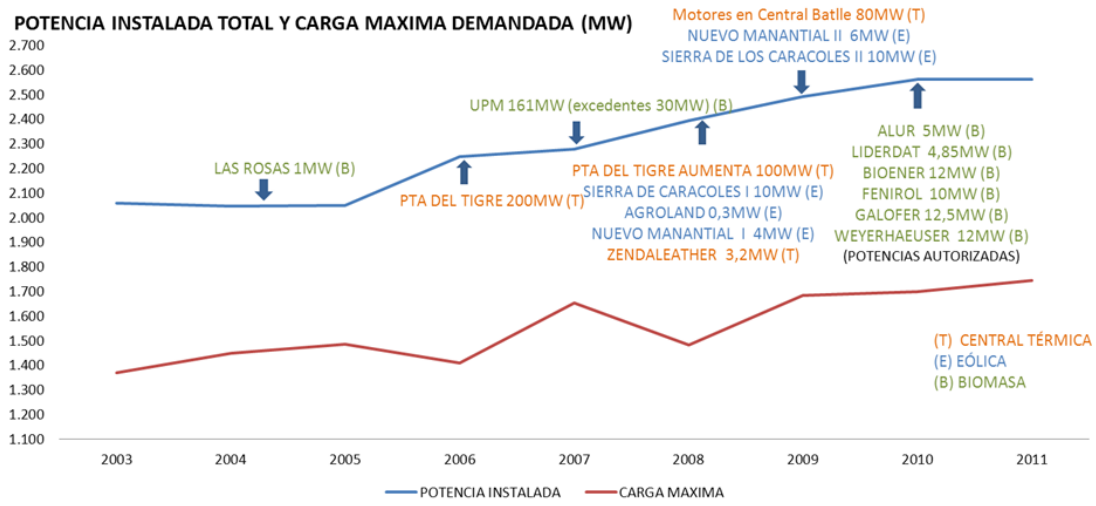
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DNE

Esta tabla fue confeccionada, definiendo demanda, como la Generación (incluyendo Salto Grande) menos la exportación más la importación, es decir que representa la generación para abastecer el mercado interno incluyendo las pérdidas del sistema. (elaboración propia a partir de datos tomados del sitio de la DNE).

La fuerte presencia de hidroelectricidad en el sistema uruguayo, presenta una complejidad para estimar el CAD. En efecto, años secos, tendrán altos CAD y años húmedos costos bajos.

Dada la aleatoriedad de los aportes hidráulicos, es necesario recurrir a herramientas de simulación, que puedan representar procesos estocásticos, para poder calcular el CAD esperado a futuro.

En la siguiente gráfica (elaboración propia) se muestra la historia reciente hasta mediados de 2011, en cuanto a incorporación de potencia instalada, y la potencia pico del sistema uruguayo.



2.1.2.- SimSEE

El software de uso libre, desarrollado por la facultad de Ingeniería (UDELAR) "SimSEE" es un Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Este simulador permite estudiar la optimización de la operación de sistemas de generación de energía eléctrica.

Para ello se debe cargar al sistema el parque generador existente, y la demanda prevista en un determinado horizonte de tiempo. Cada generador tiene costos asociados, y existen variables aleatorias que determinan el mix de generación futuro, como por ejemplo las lluvias, el viento o el precio futuro del petróleo.

El despacho óptimo del parque generador, consiste en minimizar el costo futuro (CF) del CAD. Es decir, el hecho que hoy tenga agua en el embalse de una represa, y que este sea en principio un recurso gratuito, no lo es cuando considero el CF, ya que si consumo hoy el agua de la represa, puede que mañana no la disponga y tenga que acudir a fuentes mucho más costosas.

Considerando esta complejidad, lo que hace SimSEE, es simular en cada paso de tiempo, mediante sorteos, el valor de las variables aleatorias, y en función de ello realizar en cada paso, el despacho óptimo de las máquinas. Para el caso de aportes hidroeléctricos se simulan crónicas de aportes hidrológicos, de la base de datos existente, que va desde la crónica más seca a la más húmeda.

Existen 2 etapas en el proceso, la primera es la denominada "optimización", en la cual se construye la función CF (costo futuro), y la segunda denominada "simulación", en la cual conociendo la función del costo futuro, se simulan las distintas crónicas y se calculan los costos de abastecimiento, la generación por fuente, los costos marginales, etc.

Esta simulación puede realizarse incluso para períodos largos de tiempo (ej. 10 o 20 años), y de este modo es posible calcular el CAD esperado en distintos escenarios de demanda y parque generador.

Una descripción detallada acerca de cómo opera este software, puede encontrarse en: http://iie.fing.edu.uy/simsee/

2.1.3.- Parámetros de la simulación

Se realizan 100 crónicas de simulación para el período 2012 al 2022, con paso de tiempo semanal y 4 postes diarios (franjas horarias).
Se establecen 3 escenarios para el análisis, que reflejan distintos niveles de costos de abastecimiento de la demanda: BAJO, MEDIO y ALTO.

El estudio se centra sobre el escenario MEDIO, y al final del capítulo se muestran los principales resultados para los escenarios BAJO y ALTO.

2.1.3.1.- Parámetros de la simulación escenario MEDIO

Para la asignación de los parámetros de simulación, se utilizaron los criterios sugeridos en el curso "Simulación de Sistemas Eléctricos" dictado en 2011, para corridas de largo plazo, y los mismos se describen a continuación.

Demanda:
El crecimiento de la demanda se estima en 4,5% acumulativo anual.
Adicionalmente se agrega una demanda puntual de 200 MW (curva plana) a partir de 2015, que representa la eventual puesta en marcha de la minera Aratirí (durante la confección de este trabajo, esta demanda adicional era observada como altamente probable y por ello se incluyó).
La tasa del 4,5% fue seleccionada considerando la siguiente evolución reciente del crecimiento de la demanda:

Período	2009	2011	Crecimiento (%)	Tasa (%)
GWh/año	7302	8018	110%	4,8%
Período	2005	2011	Crecimiento (%)	Tasa (%)
GWh/año	6517	8018	123%	3,5%

Ventas al mercado interno según UTE EN CIFRAS 2010 Y 2011

Costos de Falla:

Los costos variables del racionamiento de energía son los que utiliza ADME[xviii] en sus estudios, y que se resumen en la siguiente tabla:

Escalón	1	2	3	4
Profunidad (p.u.)	0,05	0,075	0,075	0,8
Costo (USD/MWh)	250	400	1200	2000

Parque Generador:
Al parque generador actual (2011), se le agregan las siguientes:

Eólica:
Se ha representado el proceso de las licitaciones adjudicadas recientemente con el precio acordado en cada licitación, más una cadencia de incorporación a futuro. Esto sintéticamente corresponde a que para el 2016 existirían unos 1200 MW eólicos instalados[1], y a partir de allí se incorporarían unos 100 MW más por año. La mayoría de los cuales se valorizan a USD 62/MWh, aunque los primeros adjudicados se valorizan a USD 82,3/MWh. Asimismo se ha considerado que hasta el 2014, cierta porción de la energía eólica recibe el "bono" de USD 110/MWh (sobreprecio fijado en las licitaciones de UTE, para la energía inyectada a la red hasta 2014).

[1] El 27/4/2012, el presidente de UTE Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla expuso sobre las futuras incorporaciones de nueva generación, indicando el objetivo de contar con 1200 MW y 200 MW de biomasa para 2015. http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/uruguay/TDLA2012_AvantPremiere1/index.html

[2] En este capítulo se evalúan los costos evitados de acuerdo a las demandas evitadas, sin explicitar con que proyectos de EE se logran los ahorros, lo cual se aborda en detalle en el capítulo 4

En la tabla siguiente se muestra la evolución de la potencia instalada de origen eólico utilizada en el modelo, separados por grupos según los distintos procedimientos de compra desarrollados por UTE y una proyección a futuro.

CRONOGRAMA EÓLICO ESCENARIO MEDIO (MW)					
AÑO	Eolica 0	Eolica 1	Eolica 2	Eólica 3	TOTAL
2008	14				14
2009	14				14
2010	26				26
2011	42				42
2012	42				42
2013	76	50	50	200	376
2014	76	150	190	640	1056
2015	76	150	190	780	1196
2016	76	150	190	840	1256
2017	76	150	190	840	1256
2018	76	150	190	1040	1456
2019	76	150	190	1160	1576
2020	76	150	190	1340	1756
2021	76	150	190	1340	1756
2022	76	150	190	1560	1976
2023	76	150	190	2060	2476
2024	76	150	190	2060	2476
2025	76	150	190	2380	2796

Biomasa:

Se incorporan 200 MW adicionales de biomasa[1], según el siguiente esquema:

- Autodespachada:

Se incorporan al parque existente 90 MW en 2013 y otros 90 MW en 2014 a un precio de USD 89/MWh.

- Convocable:

Se incorporan al parque existente 10 MW en 2013 y otros 10 MW en 2014 a un precio de USD 100/MWh.

Térmico:

Se ha incluido un Ciclo Combinado que comienza a entregar 360 MW a partir de 2014 (con Gas Oil como combustible) y 540 MW a partir de 2015, siendo el combustible Gas Natural a partir de 2015.

El parque térmico (con sus costos variables de generación), se compone de la siguiente manera:

		ALTO	MEDIO	BAJO
Referencia costo pétroleo BRENT		**USD 143/Bl**	**USD 110/Bl**	**USD 77/Bl**
		Energía	Energía	Energía
	Pot (MW)	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh
CB-5ta-FOP	**75**	264	**203**	142
CB-6ta-FOP	**120**	271	**208**	146
CC470_GN (2014)	**360**	171	**132**	92
CC470_GN (5/2015+)	**540**	132	**102**	72
CTR_GO	**200**	408	**314**	220
Motores	**80**	218	**168**	117
PTI_GO	**294**	332	**255**	179
SalaB_FO	**48**	350	**269**	188

(CB=Central Batlle, CC= Ciclo Combinado, CTR= Central La Tablada, PTI= Central Punta del Tigre).

Además se considera la existencia de un parque de generación distribuida de 80 MW, a un valor de remuneración de la energía de USD 90/MWh, que representa las distintas plantas de generación distribuida existentes en el país (plantas de biomasa, excedentes de UPM, etc.).

Los factores de disponibilidad del parque térmico utilizados en el modelo son:

Factor de Disponibilidad Complexivo	
Máquina	**%**
BiomasaConvocable	0,80
CB-5ta-FOP	0,84
CB-6ta-FOP	0,84
CC470_GN	0,85
CTR_GO	0,84
Motores	0,84
PTI_GO	0,84
SalaB_FO	0,56
Eolica 0	0,98

Intercambios internacionales de Energía:

Se consideró un escenario de intercambio de energía relativamente limitado, distinto con cada país vecino, procurando reflejar el nivel de integración energética existente en cada caso.
Se modeló dicha integración energética en base a las siguientes hipótesis:

Argentina:
Importaciones desde Argentina: Máximo 100 MW, a un costo de USD 300/MWh.
Exportaciones hacia Argentina: Máximo 2000 MW, a un precio de USD 10/MWh (Este precio tan bajo de exportaciones, se utiliza para representar la venta de excedentes -fundamentalmente de origen eólico- cuando ocurran, no necesariamente cuando Argentina necesite energía, y que serían colocados en dicho país a precios bajos, como hipótesis de trabajo).

Brasil:
Conversora de Rivera: hasta 70 MW con un rendimiento de conversión del 89%.
Conversora Melo: hasta 500 MW a partir de 2014, con un rendimiento de la conversión de 95%.
Se consideró que sólo habrá intercambio, cuando el precio spot del país vecino sea al menos USD 30/MWh menor que en el otro. (Se limita el intercambio a las situaciones en las que la diferencia del SPOT sea mayor a USD 30/MWh).
Además, el tope establecido para inyecciones o extracciones de energía se fija en USD 180/MWh, siendo este valor una referencia para detectar los momentos de escases energética de cada país (SPOTs muy altos indican déficit de generación de energía, lo que supone mayores dificultades para que un país le suministre energía al otro).
El precio de la energía exportada, es la del costo marginal de cada sistema, y para el caso de Brasil, el costo marginal fue modelado en base al trabajo "Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai"[xix]

Comentario general sobre las hipótesis utilizadas:

Las incorporaciones de máquinas, factores de disponibilidad y sus costos, así como los intercambios internacionales, se han ingresado al SimSEE, siguiendo la estimación prevista al momento de desarrollar el modelo (inicios del 2012), el cual fue discutido con especialistas en la materia que realizan corridas en el sistema.

2.1.3.2.- Parámetros de la simulación escenario ALTO y BAJO.

Para considerar 2 escenarios alternativos, se han variado algunas hipótesis del modelo, de tal modo que reflejen cambios relevantes hacia arriba y hacia abajo en el CAD, y en los costos marginales del sistema.
Para los otros 2 escenarios utilizados, se mantienen todos los parámetros fijados para el escenario MEDIO, salvo los siguientes cambios:

ALTO:

- Se sube el costo de la generación térmica en 30%, lo que incide en todos los costos de generación que utilizan derivados del petróleo y gas natural.
- Se asume que la incorporación de energía eólica será del 50% de la prevista en el escenario MEDIO. Es decir con la misma cadencia y cronograma, pero con la mitad de la potencia instalada. (Dados los bajos costos relativos de la energía eólica, esto impacta al alza en los costos de generación).

BAJO:

- Se baja el costo de la generación térmica en 30%, lo que incide en todos los costos de generación que utilizan derivados del petróleo y gas natural.
- Se asume que la incorporación de energía eólica será igual a la prevista en el escenario MEDIO.
- Se quita la demanda adicional de 200 MW (planos) que se incluyeron en el escenario MEDIO y que corresponden al proyecto minero de Aratirí. (Esto impacta a la baja en los costos de generación, ya que con una demanda menor y el mismo parque generador instalado, se podrá cubrir la demanda con las máquinas de menor costo variable).

2.1.3.3.- Escenarios de incorporación de proyectos de EE.

Para analizar el impacto en el CAD en diversos escenarios de incorporación de Eficiencia Energética, se harán corridas de simulación con el parque previsto, pero con variaciones en la demanda.

De este modo podrá estimarse el CAD con y sin una determinada reducción de la demanda, producto de la implantación masiva de una determinada tecnología de ahorro de energía.

Se realizan los cálculos para el escenario MEDIO, con distintos niveles de penetración de Eficiencia Energética, y luego al final, se analiza para un nivel de EE, los escenarios BAJO y ALTO.

Los valores que aparecen en los distintos cuadros, son dólares del año 2012.

Nota metodológica: En rigor, la incorporación futura de demandas negativas (NW), debería incorporarse a la planificación de la generación. En otras palabras, si se sabe que la demanda proyectada va a resultar menor por políticas activas de EE, el parque generador a agregar, debería ser menor a aquel sin políticas activas de EE.
A efectos del presente trabajo, no se realizó esta corrección de la incorporación futura de nueva potencia, sino que se realizaron las simulaciones con una evolución fija del parque generador, independiente de la cantidad de NW introducidos.
Se realizó una corrida de control, para el escenario MEDIO, incorporando 100 NW, corrigiendo el parque generador a la baja en una cantidad similar (300 MW eólicos, a partir de 2018), y se encontró que el valor esperado del CAD (promedio 2012 a 2019) sufrió una pequeña variación del 0,7%, lo que permite validar los resultados de esta metodología.

2.1.4.- Resultados de las simulaciones (Escenario MEDIO)

2.1.4.1.- Descripción de las corridas realizadas.

La línea base, se logra mediante la simulación del sistema eléctrico con los parámetros mencionados anteriormente (Escenario de costos MEDIO). A este escenario se le denomina "original", y es el escenario esperado de oferta y demanda y que determina los valores de CAD para cada año.

Luego se realizan varias corridas con los mismos parámetros, pero reduciendo la demanda.

Nota: A efectos de evaluar la cantidad de crónicas de optimización necesarias, y verificar la precisión de los resultados, se realizaron corridas de control sobre el escenario original.
Del análisis efectuado se concluyó que las diferencias por aumentar las crónicas de optimización eran muy pequeñas (diferencias en el CAD esperado menores al 0,5%), lo que condujo a realizar corridas con solamente 5 crónicas de optimización (lo cual reduce los tiempos de procesamiento).

2.1.4.2.- Demandas utilizadas

Se realizaron corridas con la demanda esperada (línea base), y corridas con demandas menores.

Se evaluaron demandas evitadas, en términos de MW medios evitados[2], que se restan de la demanda base, a partir del año 2012. A esta demanda media evitada le llamaremos NW ("negavatio"). La energía evitada, resulta de multiplicar la potencia media evitada por las horas anuales, y la llamaremos NGWh ("negagigavatios hora"):

Energía evitada (NGWh)= NWx365díasx24 horas/1000

[2] En este capítulo se evalúan los costos evitados de acuerdo a las demandas evitadas, sin explicitar con que proyectos de EE se logran los ahorros, lo cual se aborda en detalle en el capítulo 4

Es decir que se simula que ocurriría con el CAD, si la demanda en lugar de haber sido la original, fuera menor en 4 niveles diferentes. Que se modelan según las siguientes demandas medias evitadas:

1) corrida original (demanda base).
2) Corrida incorporando 10 NW
3) Corrida incorporando 50 NW
4) Corrida incorporando 100 NW
5) Corrida incorporando 200 NW

	DEMANDA (TWh)				
AÑO	BASE	10 NW	50 NW	100 NW	200 NW
2012	10,2	10,1	9,7	9,3	8,4
2013	10,6	10,5	10,2	9,7	8,9
2014	11,1	11,0	10,7	10,2	9,3
2015	13,3	13,3	12,9	12,5	11,6
2016	13,9	13,8	13,4	13,0	12,1
2017	14,4	14,3	14,0	13,5	12,7
2018	15,0	14,9	14,5	14,1	13,2
2019	15,6	15,5	15,1	14,7	13,8
2020	16,2	16,1	15,8	15,3	14,4
2021	16,8	16,8	16,4	16,0	15,1

Nota: Estas demandas son en bornes de "la barra de generación". La demanda real de los usuarios es menor, en virtud de las pérdidas de trasmisión y distribución (este aspecto se estudia en detalle mas adelante).

2.1.4.3.- Resultados obtenidos

Para cada escenario, se muestran a continuación los resultados más relevantes y se muestra en forma gráfica las siguientes figuras:

a) **Evolución del CAD en millones de dólares al año**, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%.
Esta probabilidad de excedencia responde fundamentalmente a la hidraulicidad, la cual tiene un evidente impacto en el CAD.
Una probabilidad de excedencia del 20%, significa que se simula en base a un año con lluvias tan escasas que están dentro de las 20 crónicas de 100 registradas de menores aportes hidráulicos.

   Además de indicar el valor esperado, esta gráfica muestra la vulnerabilidad de la empresa estatal a importantes sobrecostos de generación. Desde el punto de vista financiero, reducir esta vulnerabilidad ante un período de "seca" es muy relevante.

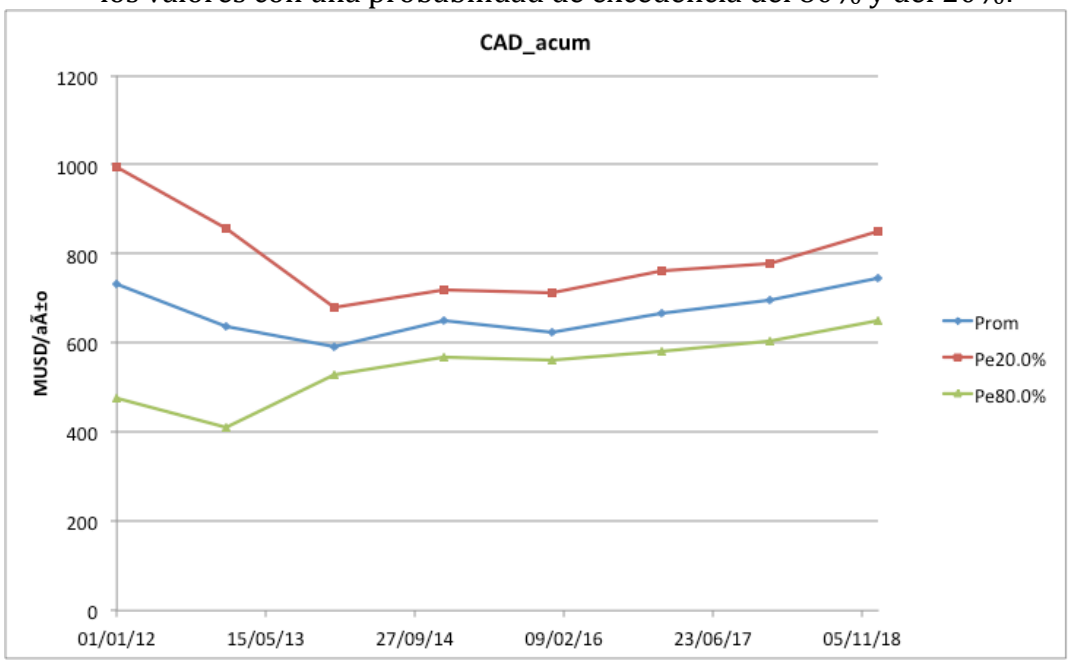
b) **Evolución del Costo Marginal de la Energía**, expresado en USD/MWh, con probabilidades de excedencia del 80% y 20%.

c) **Energía por fuente**, expresado en MW_{medio}/semana, muestra la evolución de los aportes de generación a partir de cada fuente (hidroeléctrica, Fuel Oíl, Gas Natural, Eólica, Biomasa, exportaciones/importaciones, etc.).

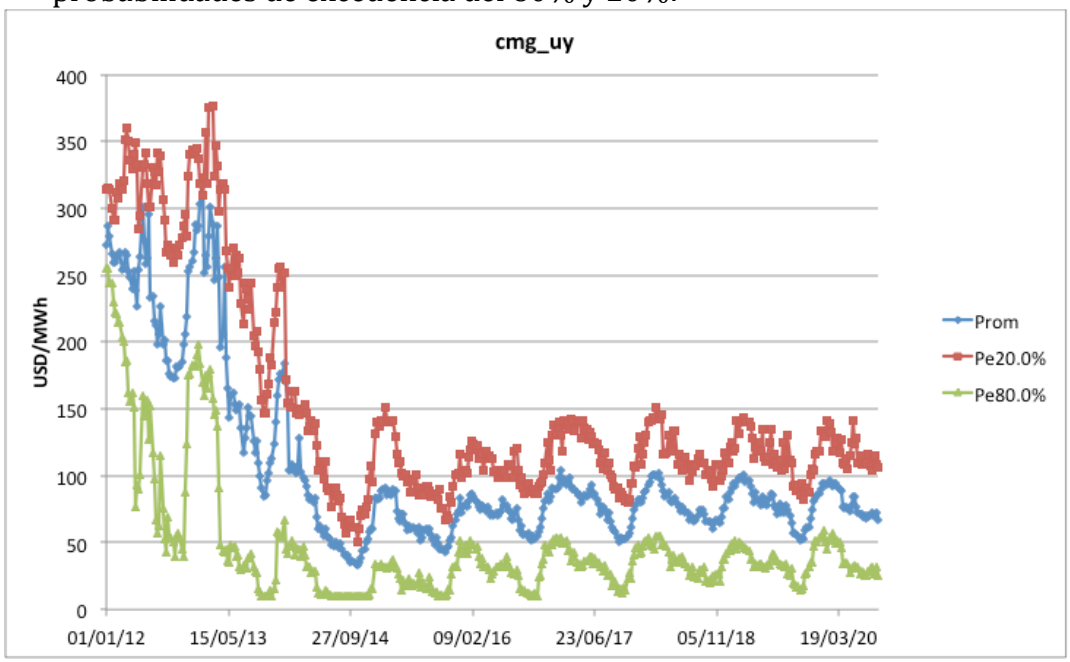
2.1.4.3.1.- Escenario Base

Se muestran a continuación los resultados de las corridas en el escenario base (sin EE).

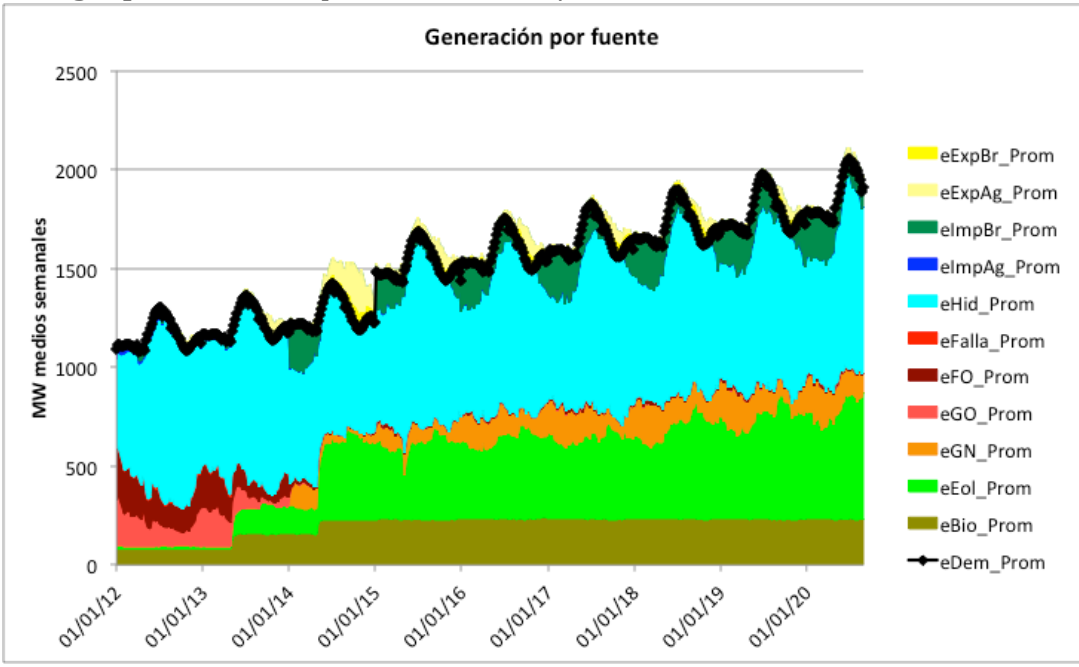
Evolución del CAD en millones de dólares al año, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%:



Evolución del Costo Marginal de la Energía, expresado en USD/MWh, con probabilidades de excedencia del 80% y 20%:



Energía por fuente, expresado en MW_m/semana:



Etiquetas: eExpBr, eExpAg, eImpBr, eImpAg: exportaciones e importaciones de Brasil y Argentina. eHid: Hidráulica, eFalla: Falla (energía faltante), eFO: Fuel Oil, eGO: Gas Oil, eGN: Gas Natural, eEol: Eólica, eBio: Biomasa, eDem: Demanda.

A continuación se muestra el costo marginal medio de generación:

Costos Marginales ESCENARIO BASE (USD/MWh)			
Año	Prom	Pe20.0%	Pe80.0%
2012	236	311	133
2013	179	259	68
2014	68	105	21
2015	66	103	24
2016	71	105	31
2017	78	117	35
2018	79	117	37
2019	79	115	35
2020	81	119	38

Nótese además que el costo marginal medio es el costo medio anual de la última máquina despachada. Este valor no debe confundirse con el costo medio de generación, que representa efectivamente el costo medio por MWh, tomando en cuenta todo el parque generador. A efectos ilustrativos, se muestra a continuación el costo medio esperado para el escenario base:

Costo medio (USD/MWh)	
Año	Prom
2012	72
2013	60
2014	53
2015	49
2016	45
2017	46
2018	47
2019	48

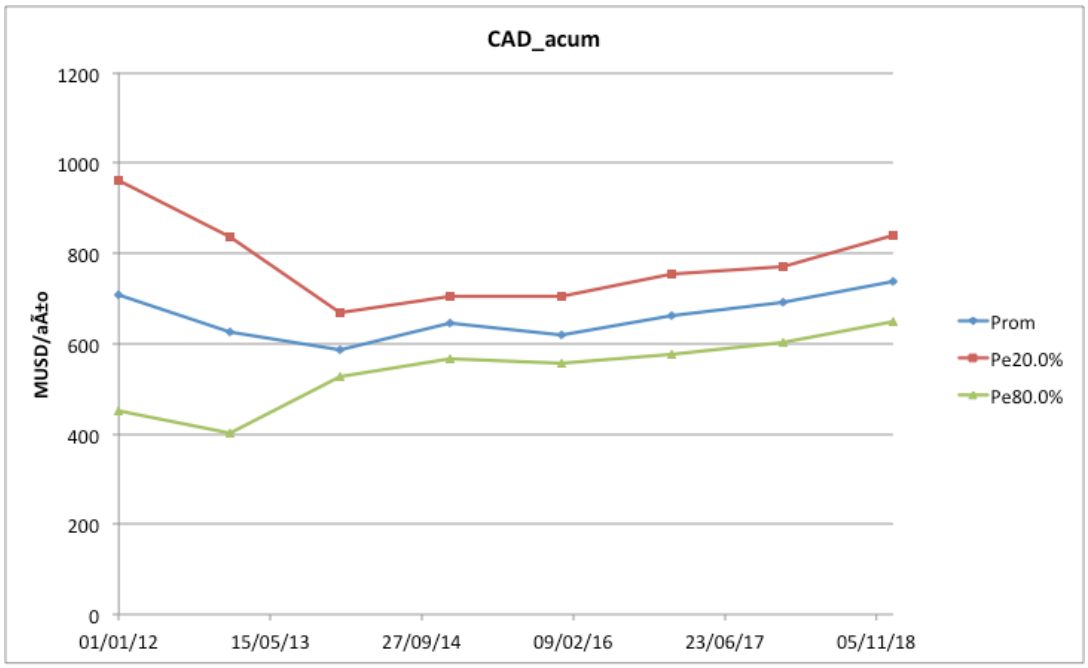
Es decir el costo promedio para el año 2012 esperado asciende a USD 72/MWh, mientras que el costo marginal medio es mucho más elevado, llegando a USD 236/MWh.

En general para evaluar el ahorro en costos de generación al introducir demandas negativas (esquemas de ahorro de energía), el valor de referencia es el costo marginal y no el medio, ya que la energía evitada "resta" del parque generador más costoso.

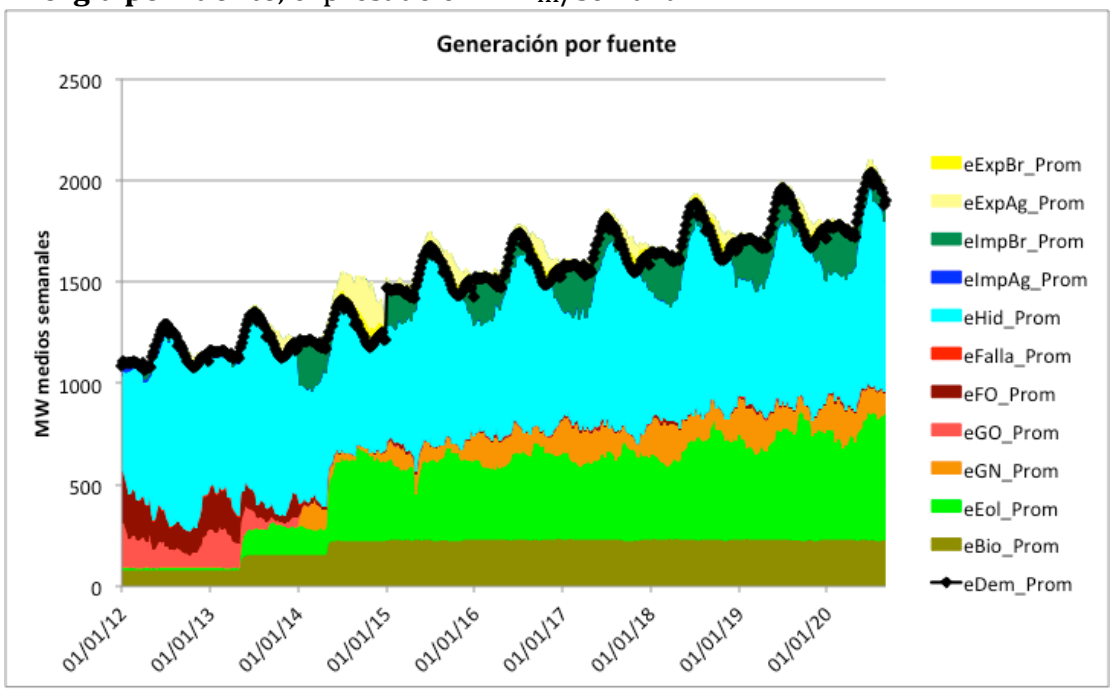
2.1.4.3.2.- Escenario con 10 NW

Análogamente, se procede a realizar corridas con los mismos parámetros, pero reduciendo la demanda en 10 NW, obteniéndose los siguientes resultados:

Evolución del CAD en millones de dólares al año, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%:



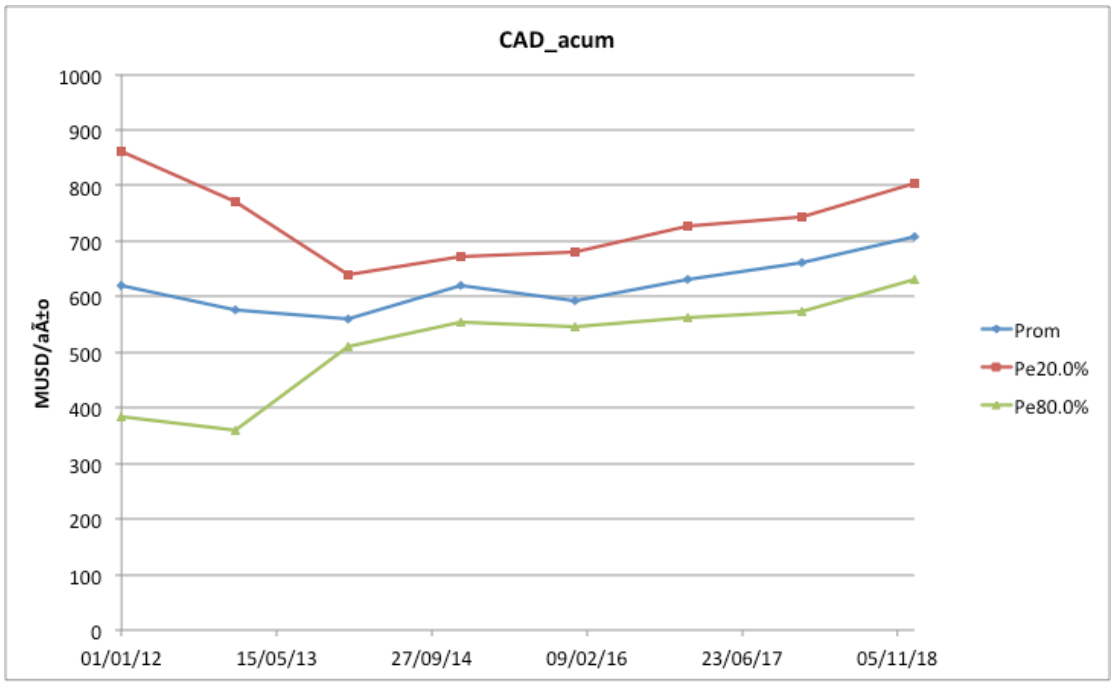
Energía por fuente, expresado en MW_m/semana:



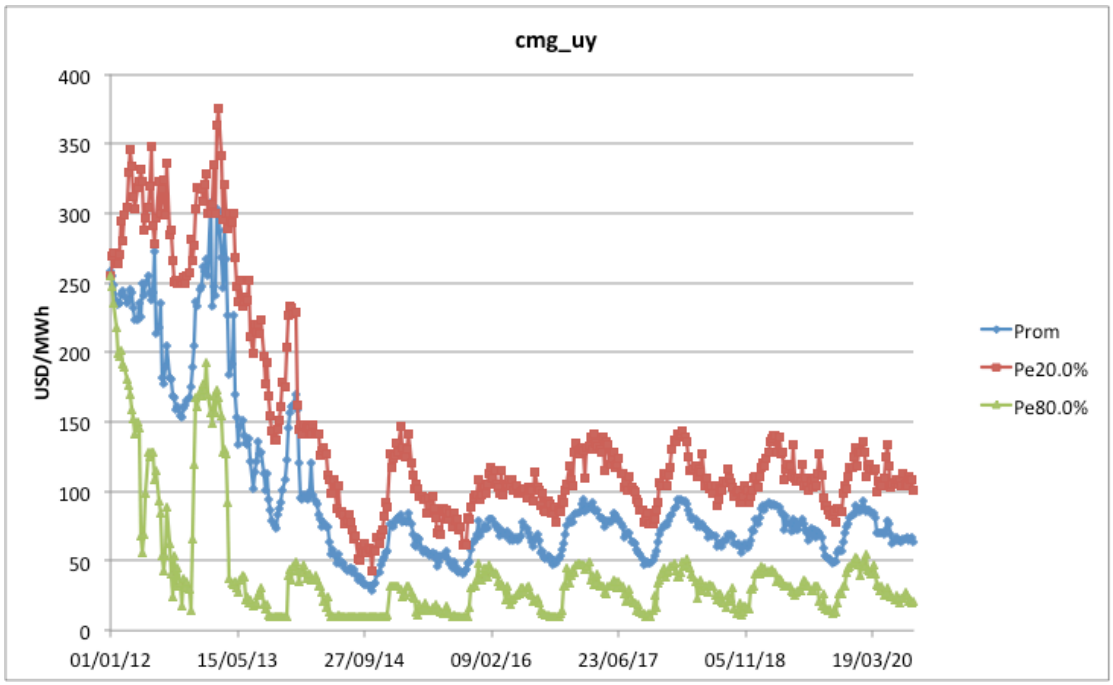
2.1.4.3.3.- Escenario con 50 NW

Análogamente, se procede a realizar corridas con los mismos parámetros, pero reduciendo la demanda en 50 NW, obteniéndose los siguientes resultados:

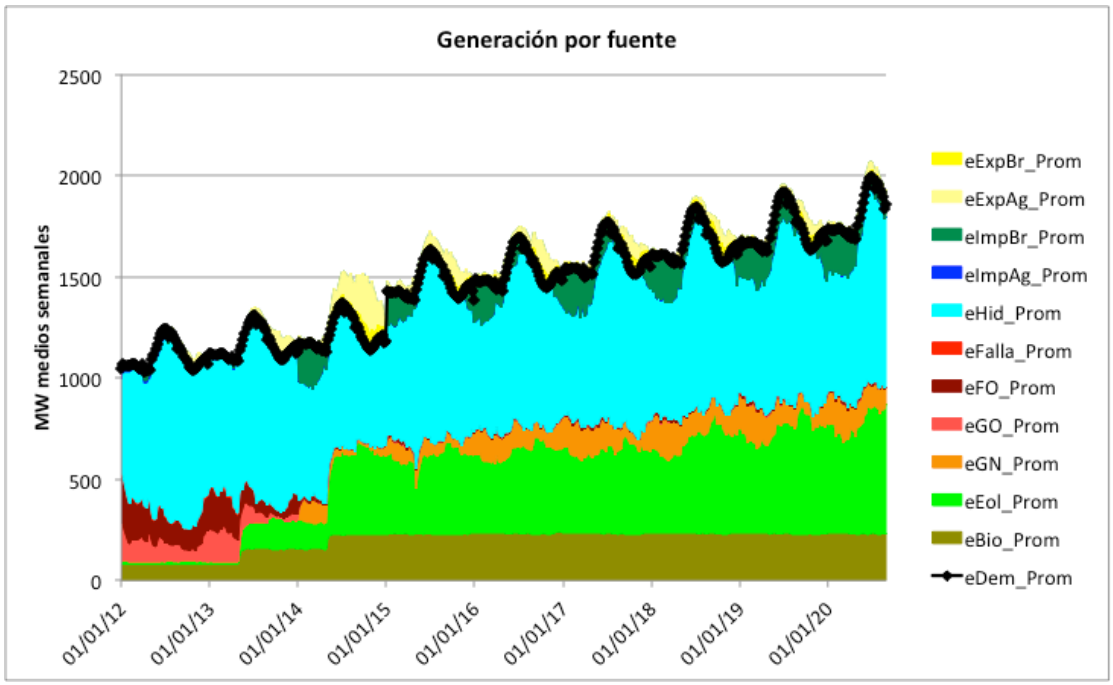
Evolución del CAD en millones de dólares al año, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%:



Evolución del Costo Marginal de la Energía, expresado en USD/MWh, con probabilidades de excedencia del 80% y 20%:



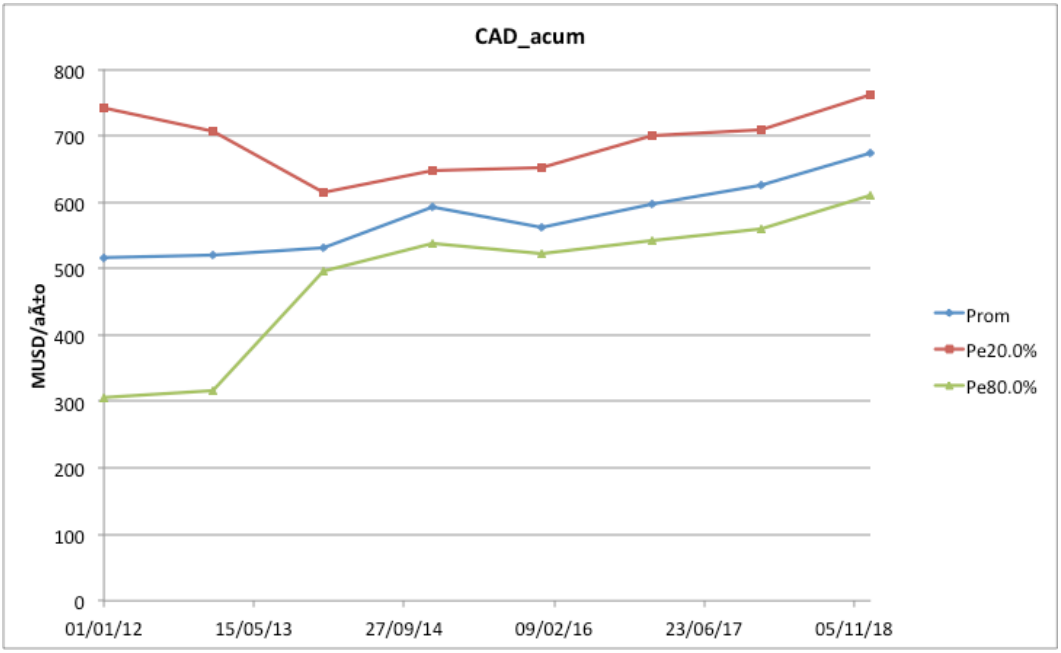
Energía por fuente, expresado en MW_m/semana:



2.1.4.3.4.- Escenario con 100 NW

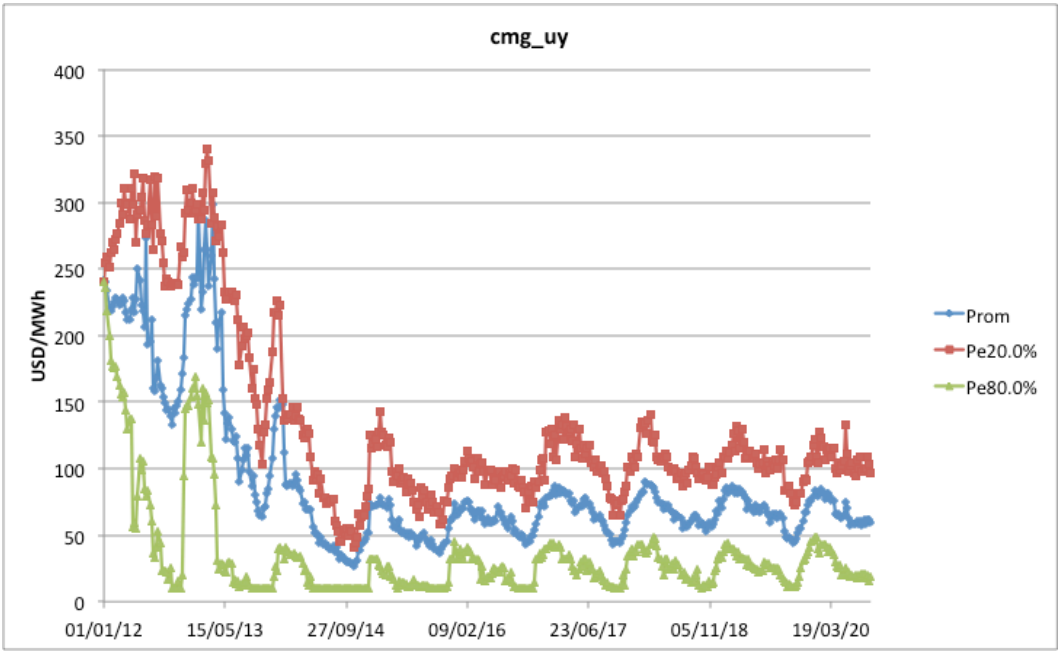
Análogamente, se procede a realizar corridas con los mismos parámetros, pero reduciendo la demanda en 100 NW, obteniéndose los siguientes resultados:

Evolución del CAD en millones de dólares al año, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%:

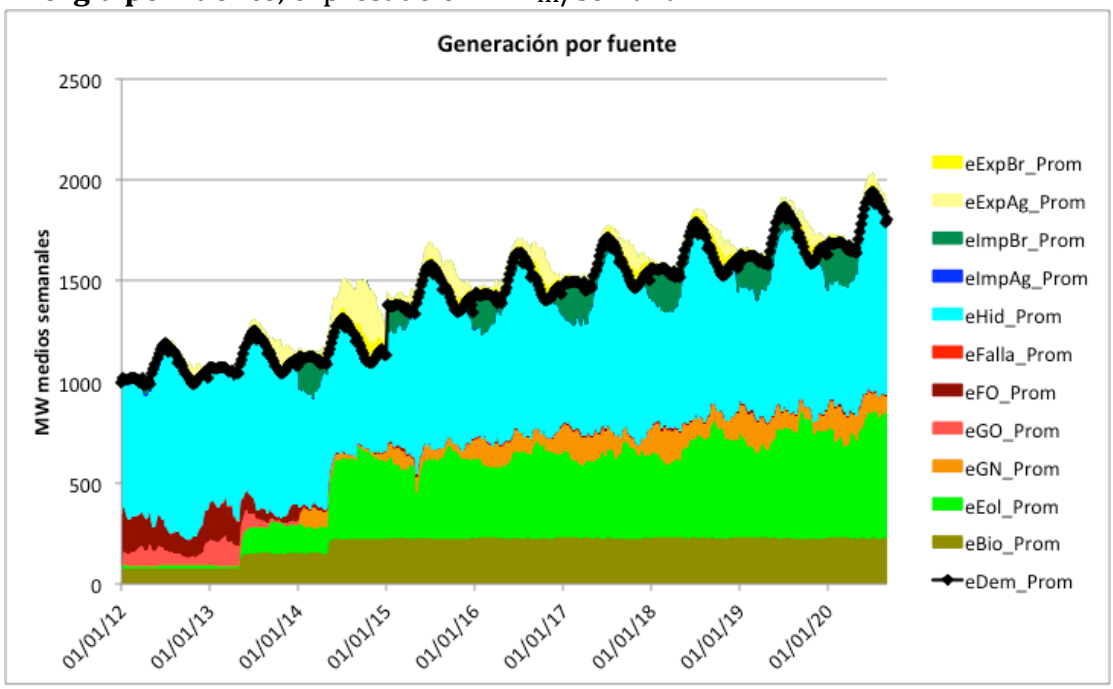


Nótese que la tendencia creciente del CAD (MMUSD/año) a partir de 2015, es el resultado esperado, ya que la demanda continúa aumentando, y por lo tanto el costo total de abastecimiento acompaña el crecimiento de la demanda.

Evolución del Costo Marginal de la Energía, expresado en USD/MWh, con probabilidades de excedencia del 80% y 20%:



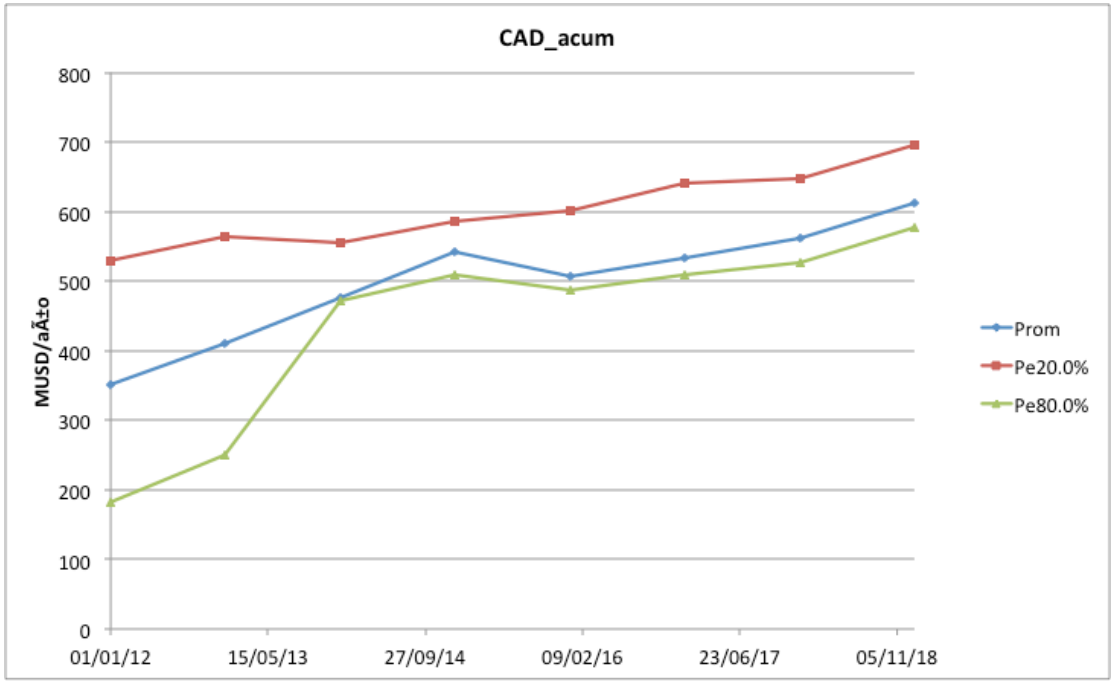
Energía por fuente, expresado en MW_m/semana:



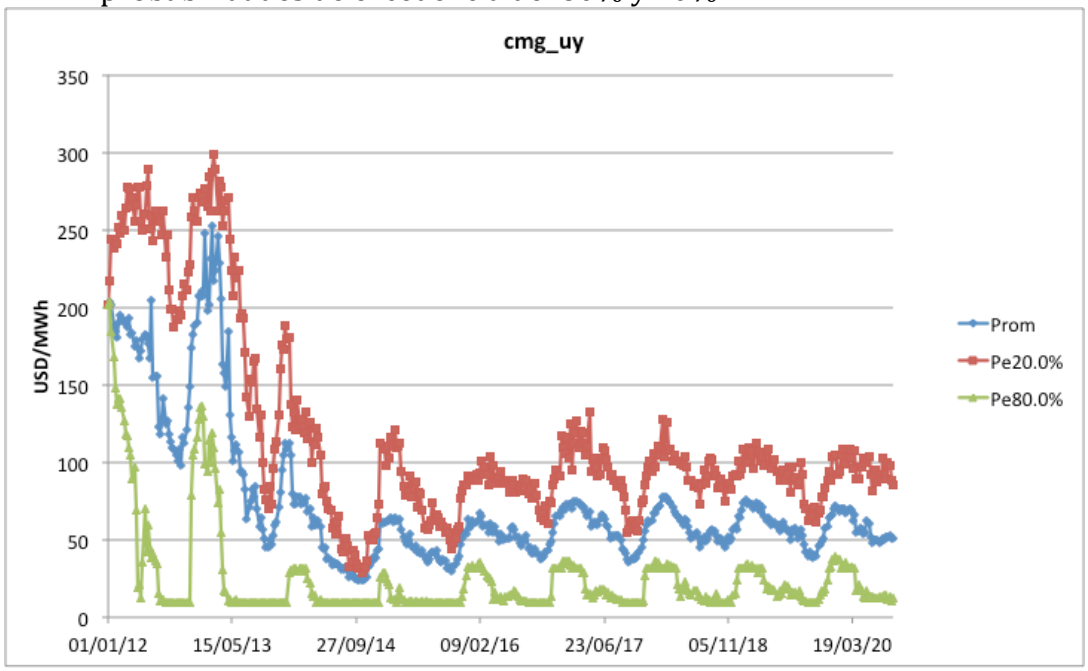
2.1.4.3.5.- Escenario con 200 NW

Análogamente, se procede a realizar corridas con los mismos parámetros, pero reduciendo la demanda en 200 NW, obteniéndose los siguientes resultados:

Evolución del CAD en millones de dólares al año, con el valor esperado, y los valores con una probabilidad de excedencia del 80% y del 20%:

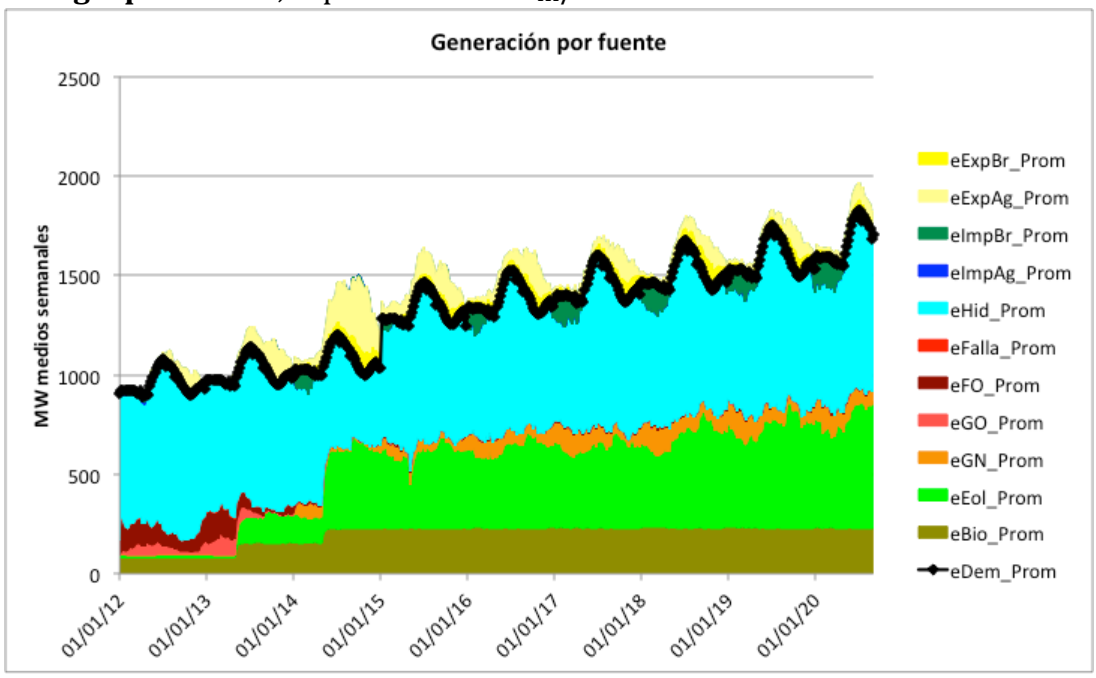


Evolución del Costo Marginal de la Energía, expresado en USD/MWh, con probabilidades de excedencia del 80% y 20%:



Se observa que la reducción de la demanda en 200 MW medios, genera fuertes reducciones en los costos marginales respecto del escenario original, sobre todo en los primeros 2 a 3 años. Esto se explica por el hecho que inicialmente el sistema de generación esta fuera del equilibrio, es decir que arrastra un fuerte retraso en las inversiones en generación, que será corregido con la entrada en servicio de los parques eólicos, la biomasa y el ciclo combinado.

Energía por fuente, expresado en MW_m/semana:



Al reducirse la demanda respecto del escenario original, se observa como la participación de fuentes térmicas se reduce, y como aparece un mayor nivel de exportaciones de energía, respecto del escenario original.

2.1.5.- Resumen de resultados y conclusiones

2.1.5.1.- Resumen de resultados (Escenario MEDIO)

En el siguiente cuadro se muestran los valores del CAD en cada año, para la demanda "original" (gris), y para los distintos niveles de demanda reducida, según los negavatios (NW) introducidos. Luego se calcula el ahorro para cada año, que resulta de restar el CAD de cada nivel de NW al CAD "original". Finalmente se promedia en la última fila de la tabla, el ahorro medio del período 2012 a 2019.

	CAD Y AHORROS EN MMUSD AL AÑO								
AÑO	Original	10 NW	Ahorro	50 NW	Ahorro	100 NW	Ahorro	200 NW	Ahorro
2012	734	707	27	619	115	517	217	351	383
2013	639	626	13	576	63	519	120	411	228
2014	592	585	7	560	32	531	61	476	116
2015	650	644	6	620	30	593	57	542	108
2016	625	619	6	593	32	562	63	507	118
2017	668	661	7	631	37	596	72	534	134
2018	697	690	7	661	36	626	71	563	134
2019	745	737	8	708	37	674	71	613	132
Promedio	**669**	**659**	**10**	**621**	**48**	**577**	**92**	**500**	**169**

De este cuadro y de la observación de los gráficos anteriores se pueden destacar las siguientes observaciones:

- La reducción del CAD al introducir NW es más efectiva en los primeros 2 años. Esto se explica por los altos costos marginales del sistema especialmente durante 2012 y 2013.
- De los gráficos de costos marginales del escenario base, se puede ver claramente como los primeros años, los costos marginales promedio son del orden de USD 250/MWh, bajando a la mitad o menos aproximadamente a partir de 2014.
  Esto se explica por la incorporación de nueva potencia instalada a costos menores, como por ejemplo la fuerte penetración de energía eólica (a costos del orden de USD 62/MWh, de acuerdo al resultado de las últimas licitaciones de UTE).

El siguiente cuadro muestra la energía anual evitada (NGWh/año) en cada escalón de NW introducidos, el ahorro medio (2012 a 2019) en el CAD (MMUSD/año) respecto del escenario original, y finalmente el valor unitario de la energía evitada USD/NMWh:

	Energía no generada y ahorro CAD		
NW	NGWh/año	MMUSD/año	USD/NMWh
10	88	10	116
50	438	48	109
100	876	92	104
200	1752	169	96

Esta tabla se confeccionó utilizando la siguiente expresión:

$$\text{USD/NMWh} = 1000 \text{ x } \frac{\text{AHORRO CAD medio (MMUSD/año)}}{\text{NGWh/año}}$$

El valor de la energía evitada decrece a medida que se incorporan más NW.
Es interesante observar como a medida que aumenta la penetración de la demanda evitada, el ahorro unitario disminuye. Esto era un resultado esperable en virtud de la estructura de costos del sector eléctrico.
En efecto, al contarse con costos marginales crecientes, las primeras energías evitadas tienden a evitar la generación más costosa del sistema.
En realidad esta conclusión por si sola no es relevante, ya que la Eficiencia Energética masiva, debería incorporarse al plan de inversiones de UTE, y por lo tanto retrasar algunas inversiones previstas en el plan de incorporación de máquinas de generación.

Conviene verificar estos resultados descendentes, observando los costos marginales promedio, en los distintos escenarios:

Costos Marginales Promedio según Escenario (USD/MWh)					
Año	BASE	10 NW	50 NW	100 NW	200 NW
2012	236	232	217	200	160
2013	179	177	165	153	122
2014	68	67	62	56	46
2015	66	65	60	56	47
2016	71	70	66	62	53
2017	78	77	73	68	58
2018	79	78	74	69	60
2019	79	78	73	68	58
PROMEDIO	**107**	**105**	**99**	**91**	**76**

Se observa que en el escenario base, el costo marginal medio es de USD 107/MWh (2012 a 2019), mientras que al correr la simulación inyectando una demanda negativa de 10 NW, el costo marginal medio baja a USD 105/NMWh (ver tabla anterior). Esto es un resultado esperable, y responde a que dado un parque generador, si se reduce la demanda, se operará el sistema utilizando las máquinas de menor costo variable, lo que tiende a reducir el costo marginal del sistema.

2.1.5.2.- Resumen de resultados (Escenarios BAJO y ALTO)

Utilizando la misma metodología, se analizan 2 escenarios de costos de CAD extremos, y se evalúa el efecto que se logra al incorporar 100 NW a la demanda.

En el siguiente cuadro se muestra el resultado del CAD esperado en los escenarios de costo MEDIO, ALTO y BAJO. Luego el CAD esperado en el escenario ALTO y BAJO, pero con una demanda reducida en 100 NW.

	CAD Y AHORROS EN MMUSD AL AÑO						
AÑO	**MEDIO**	**ALTO**	**BAJO**	**ALTO 100 NW**	**Ahorro**	**BAJO 100 NW**	**Ahorro**
2012	734	899	546	628	271	392	154
2013	639	836	503	656	180	416	87
2014	592	586	534	501	85	482	52
2015	650	706	503	617	89	465	38
2016	625	756	460	661	95	419	41
2017	668	803	468	701	102	423	45
2018	697	832	498	728	104	453	45
2019	745	874	554	765	109	510	44
Promedio	**669**	**786**	**508**	**657**	**129**	**445**	**63**

Procediendo de manera análoga al análisis realizado en el apartado anterior se calcula el valor unitario de la energía evitada en el siguiente cuadro:

		Energía no generada y ahorro CAD		
ESCENARIO	NW	NGWh/año	MMUSD/año	USD/NMWh
ALTO	100	876	129	148
BAJO	100	876	63	72

Se obtienen valores de la energía evitada por encima y por debajo de los USD 104/NMWh obtenidos para el escenario MEDIO (100 NW).

Este resultado era el esperable considerando que a mayores costos de generación, mayores serán los ahorros que se generan al retirar demanda por proyectos de EE y viceversa.

2.1.5.3.- Análisis de escenarios y resultados

Resumiendo los cálculos realizados, se confecciona la siguiente tabla que muestra el valor medio de la energía evitada (período 2012 a 2019), en distintos escenarios, y para una penetración de EE de 100 NW:

RESUMEN DE ESCENARIOS	MEDIO	ALTO	BAJO
Referencia Crudo Brent (USD/barril)	110	143	77
ARATIRI (200 MW) ingresa en 2015	SI	SI	NO
Eólica % sobre proyección oficial	100%	50%	100%
Valor Energía evitada (USD/NMWh)	104	148	72

VALOR DE LA ENERGÍA EVITADA PARA 100 NW (promedio 2012 a 2019)

Como era esperable, a costos de abastecimiento mayores, los ahorros por la energía evitada son mayores y viceversa. Resulta evidente que mientras mas costosa sea la generación de energía, mayor será el beneficio obtenido por cada MWh evitado.

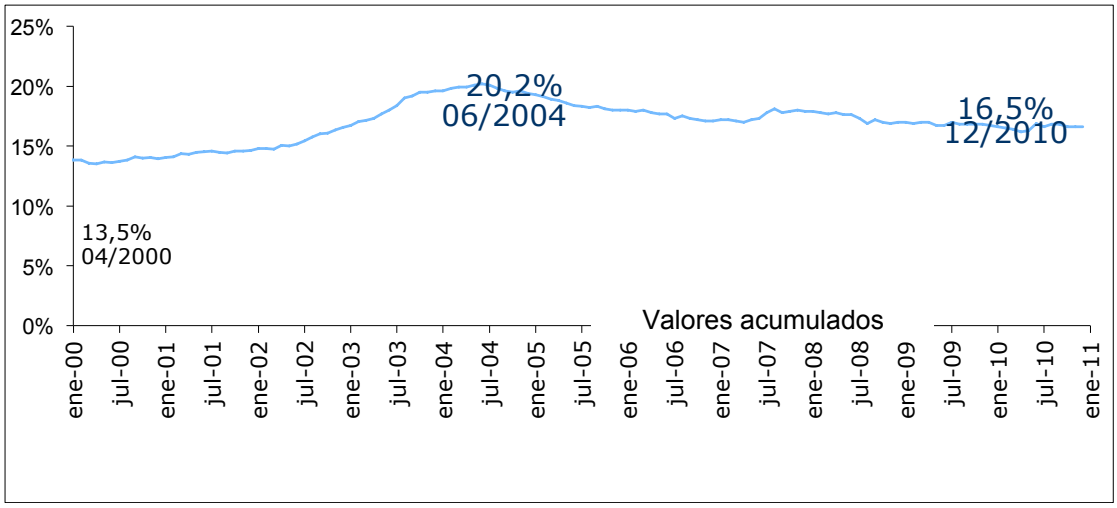
Resulta imposible predecir con exactitud los precios futuros del petróleo y gas natural, la cantidad y oportunidad de energía eólica que efectivamente ingresará al sistema, y la evolución futura de la demanda. Es por ello que se han analizado estos 3 escenarios, y se los han denominado como MEDIO, ALTO y BAJO, pero sin saber a priori cual de ellos es el que mejor representará el futuro.
Al efecto del presente trabajo, se tomará como hipótesis el escenario MEDIO.

2.1.6.- Factor de expansión del ahorro en el punto de consumo vs. el ahorro en barras de generación.

La Demanda que se carga en la simulación en SimSEE, es en la barra de generación del mercado, por lo tanto cada unidad de energía evitada en el punto de consumo, representa una demanda mayor a nivel de Generación.

Esta diferencia, es el resultado de las pérdidas técnicas en las redes de Trasmisión y Distribución.

Para el caso de Uruguay, según recientes datos de UTE[xx], la evolución de las pérdidas se muestra en el siguiente cuadro:



Dichas pérdidas se dividen en:

- Pérdidas técnicas
- Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas refieren fundamentalmente a la energía no facturada, asociado a los hurtos de energía en sus diversas modalidades.

Las pérdidas técnicas refieren fundamentalmente a las pérdidas en el sistema de trasmisión y distribución, y son inherentes a la prestación del servicio eléctrico.

Se tomará en este estudio, como valor de pérdidas técnicas 10,4%, que es el valor utilizado por el informe del Estudio de Potencial de Eficiencia Energética publicado en 2011 por la DNE. (Cabe aclarar que dicho informe toma ese valor de pérdidas técnicas del año 2008).

A los efectos de este estudio, se realizará la estimación de la energía evitada como la energía ahorrada en el sitio del consumo, incrementada en un 10,4%, para llevar dicho ahorro a la generación evitada.

2.1.7.- Valor de la energía evitada a nivel de la demanda.

Tal como se expresó, para cada nivel de demanda evitada se han calculado los valores de la energía evitada en términos de USD/NMWh.
Dado que dichos valores surgen de las corridas realizadas y son evaluadas en la barra de generación del sistema, es necesario referenciar los ahorros o bien a la barra de generación, o bien a la barra de la demanda del sistema, es decir a nivel de los consumidores.

Para mayor simplicidad del análisis que sigue en los siguientes apartados, se tomará como referencia el valor de la energía evitada, asumiendo el escenario de 100 NW.

Como se verá más adelante con detalle, el potencial de eficiencia energética del Uruguay, es de 216 MW medios a nivel de la demanda, o 241 MW a nivel de la barra de generación (corregido por 10,4% de pérdidas). Por tanto, una demanda evitada de 100 NW, equivale a lograr aprovechar el 41,5% del potencial existente.

Como se mostró anteriormente, para ese nivel de penetración de la Eficiencia Energética (100 NW), el valor de la energía ahorrada asciende a USD 104,5/NMWh.

Por simplicidad, se contabilizarán en unidades físicas ("kWh") los ahorros a nivel de la demanda, y los costos evitados se expandirán por el factor de pérdidas (10,4%).
Así, la energía evitada valorizada a razón de USD 104,5/NMWh en barras de generación del sistema, equivale a un valor de USD 116,6/NMWh en el punto de consumo final de la energía.

Por tanto, en adelante, se utilizará este valor de la energía evitada, utilizando la cantidad de energía ahorrada a nivel de la demanda.

2.2.- Ahorros de “Capacidad”

2.2.1.- Introducción

A medida que la demanda crece es necesario incorporar nuevas plantas de generación, y aumentar la capacidad de las redes de Trasmisión y Distribución (T&D).

El aumento de capacidad de generación esta relacionado fundamentalmente con el pico máximo de demanda del sistema, ya que en principio es deseable contar con suficiente capacidad nacional que permita suministrar la demanda máxima del sistema, incluso en escenarios de baja hidraulicidad.

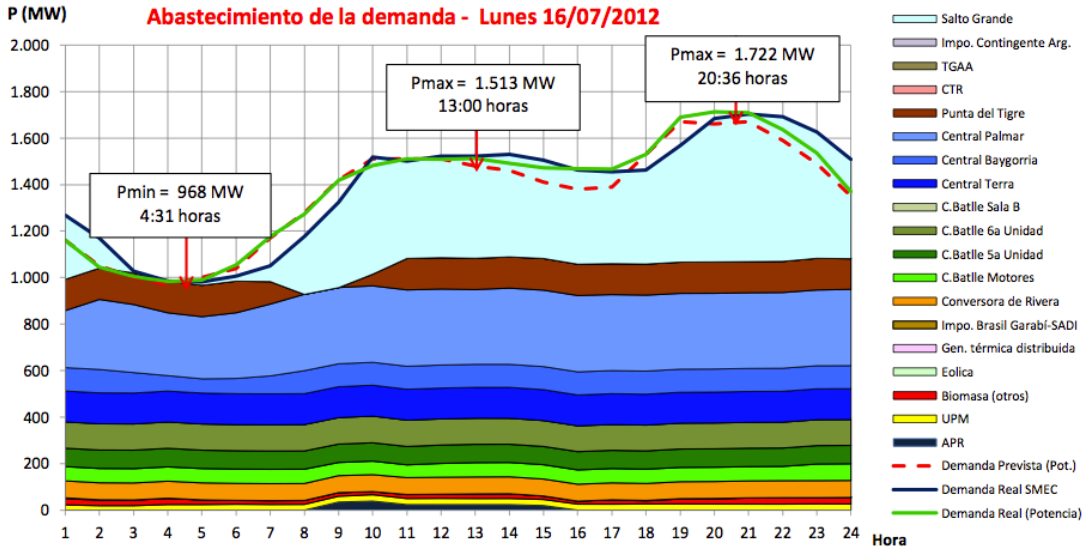
La expansión de las redes (T&D), esta asociado por un lado a la expansión geográfica de nuevas líneas en nuevos emplazamientos (nuevas urbanizaciones, nuevos consumidores puntuales, etc.). Y por el otro lado, al aumento de la capacidad de transporte y transformación de la electricidad a medida que la infraestructura existente comienza a estar con su capacidad colmada.

Es evidente que una reducción del crecimiento de la demanda determina la reducción o postergación de las inversiones en infraestructura eléctrica necesarias para atender la demanda.

Surge por tanto la necesidad de determinar, o al menos estimar los beneficios económicos para el sistema eléctrico por este efecto.

En particular, la reducción del consumo en los momentos de pico de demanda del sistema, contribuye de manera sustancial a evitar o retrasar inversiones.

A modo de ejemplo, obsérvese el comportamiento de la demanda, del día 16 de Julio de 2012:



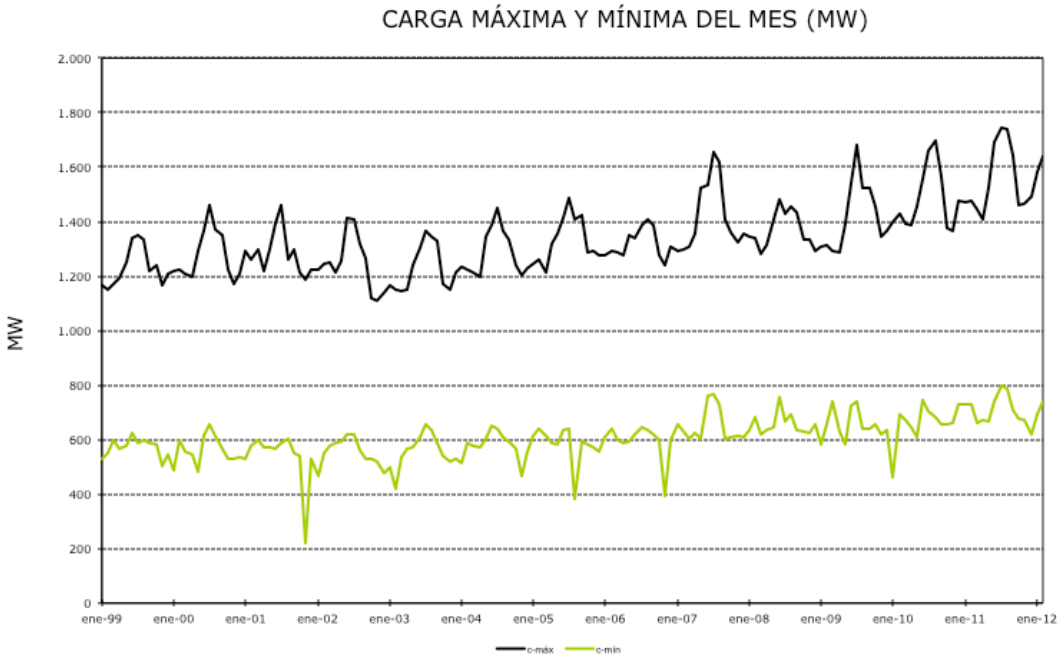
Fuente: ADME

Es decir que todo el sistema tanto de T&D como de Generación debe poder soportar los picos del sistema, a pesar de que la demanda media sea muy inferior.

2.2.2.- Crecimiento de la demanda y expansión de redes.

2.2.2.1.- Introducción

El crecimiento de la demanda eléctrica, obliga a UTE a realizar inversiones en la expansión de redes y aumento de la capacidad de las existentes. El gráfico siguiente muestra máximas (negro) y mínimas (verde) potencias registradas desde enero de 1999 hasta 2012[xxi]



PICOS DE VERANO 1999 a 2012					
año	mes	carga máxima (MW)	Relación	Crecimiento acumulativo anual	día del mes
2012	2	1.642	1,38	**2,51%**	16
1999	4	1.190	1,00		16

PICOS DE INVIERNO 1999 a 2011					
año	mes	carga máxima (MW)	Relación	Crecimiento acumulativo anual	día del mes
2011	7	1.745	1,29	**2,17%**	4
1999	7	1.349	1,00		6

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DNE.

Por otro lado, es interesante observar a continuación, el crecimiento de la infraestructura física, que UTE implementó en un período similar de tiempo (2000 a 2010)

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	2000	2010	Relación	Crecimiento acumulativo anual
POT INSTALADA EN ESTACIONES MT/MT (MVA)	2519	3.209	1,27	**2,45%**
POT. INSTALADA EN SUBESTACIONES MT/BT (MVA)	3952	4.827	1,22	**2,02%**
Km. REDES BT (LÍNEAS Y CABLES)	21408	25.557	1,19	**1,79%**
Km. REDES 15 KV Y 6 KV (LINEAS Y CABLES)	32732	44.324	1,35	**3,08%**
Fuente: UTE en cifras 2005 y 2010			PROMEDIO	**2,33%**

Se observa que el incremento de infraestructura física, tanto en redes como en subestaciones acompaña el crecimiento de la demanda. En efecto el crecimiento acumulativo anual promedio de estos indicadores de expansión de la red fue del 2,33%. Este valor esta alineado con los guarismos de 2,17% y 2,51%[3] del crecimiento del pico de demanda en invierno y verano respectivamente.

Algo similar ocurre con el crecimiento de la infraestructura de Trasmisión (Alta y Extra Alta tensión). En realidad, las inversiones en Trasmisión actualmente[4] están más asociadas a la instalación de nueva capacidad de generación o interconexiones internacionales, que al crecimiento de la demanda. De todos modos, el hecho que se instale nueva capacidad, implica de todos modos, acompasar estas instalaciones al crecimiento de la demanda.

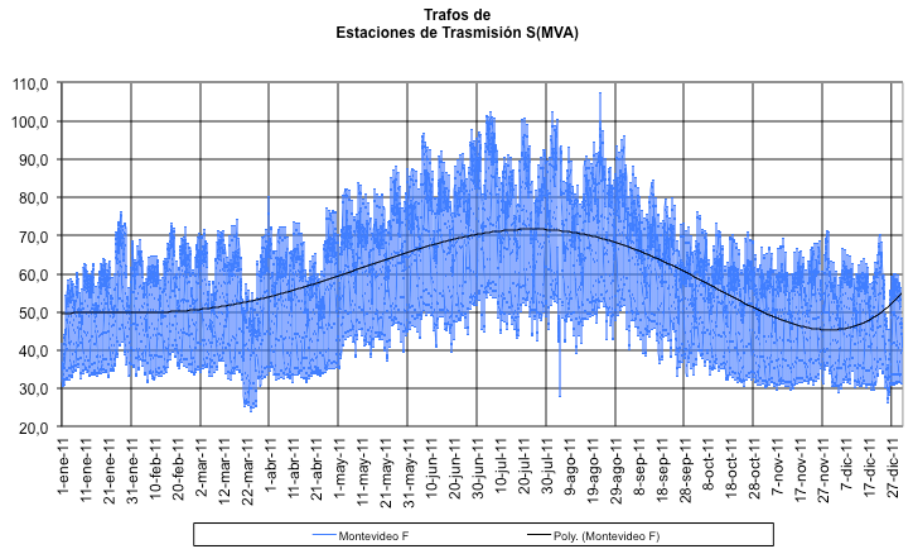
El análisis a fondo de esta cuestión resulta de una alta complejidad, ya que la energía evitada, tiene efectos muy diversos en las inversiones en capacidad, según cuando y donde se evite la demanda.

2.2.2.2.- Curvas de carga por zona

A modo de ejemplo, el pico de demanda en las zonas de Salto y Paysandú, y en Punta del Este se produce en verano sobre el mediodía. Esto implica que la expansión de las redes en dicha zona, deben dimensionarse para el pico del verano, el que no coincide con el del sistema interconectado nacional (SIN). En este caso en particular, resulta claro que los ahorros que puedan lograrse en verano, serían muy relevantes a la hora de evitar inversiones en redes o subestaciones.

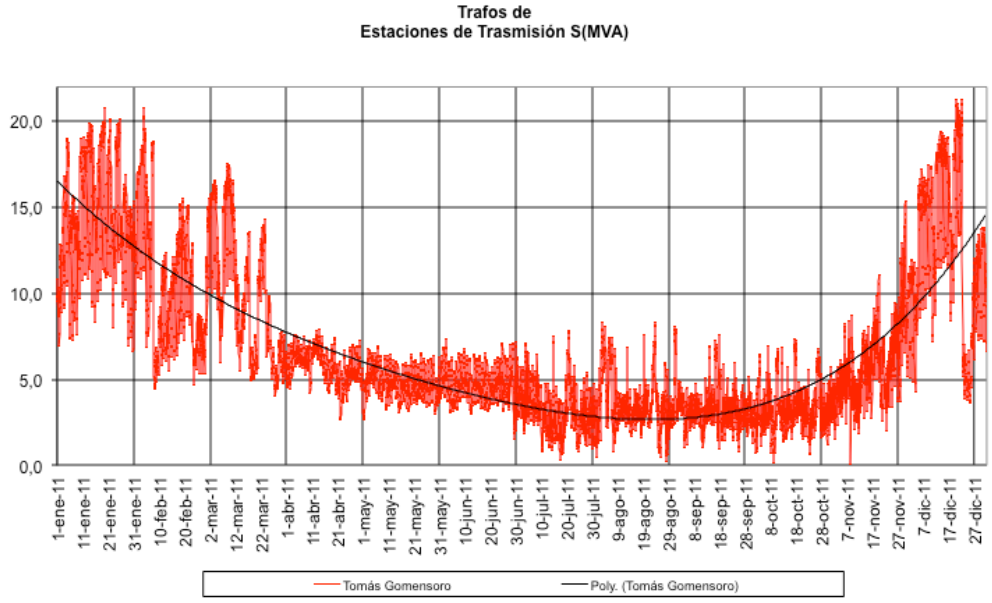
Véase a continuación algunas curvas de carga de estaciones de distribución en 31,5 kV de distintas zonas del país, suministradas por UTE (Gerencia de planificación de inversiones, año 2011).

a) Curva de carga de una zona de Montevideo (Estación "F"): En la misma se observa que el pico de demanda anual, es coincidente con la demanda máxima del SIN, es decir en el invierno, y en horas de la noche.

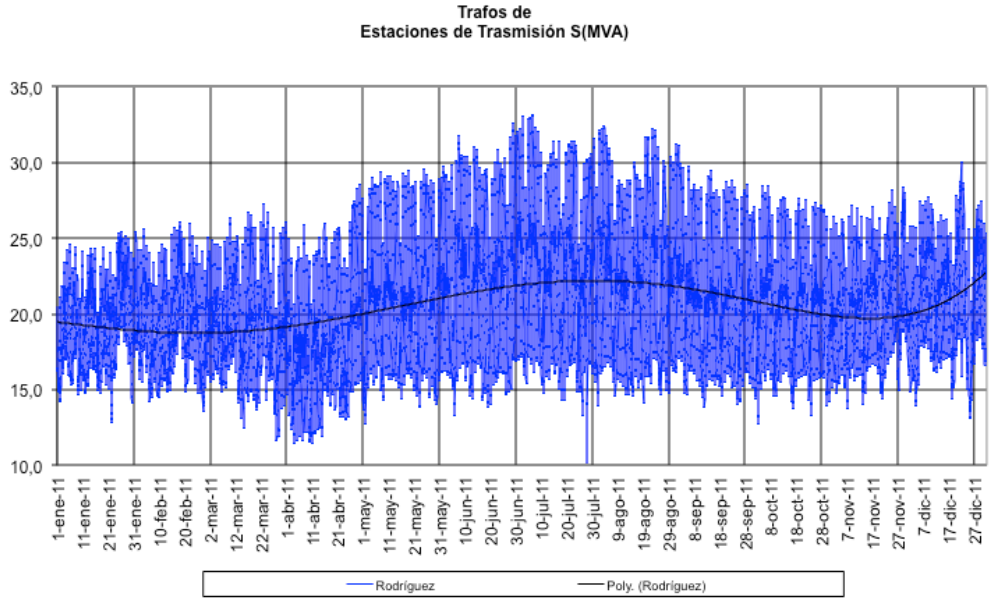


[3] Debería realizarse un estudio econométrico detallado para estudiar esta correlación, pero el mismo esta fuera del alance del presente trabajo, por lo que esta observación debe considerarse una aproximación.
[4] De acuerdo a las conversaciones mantenidas por el autor con funcionarios del área de planificación de UTE.

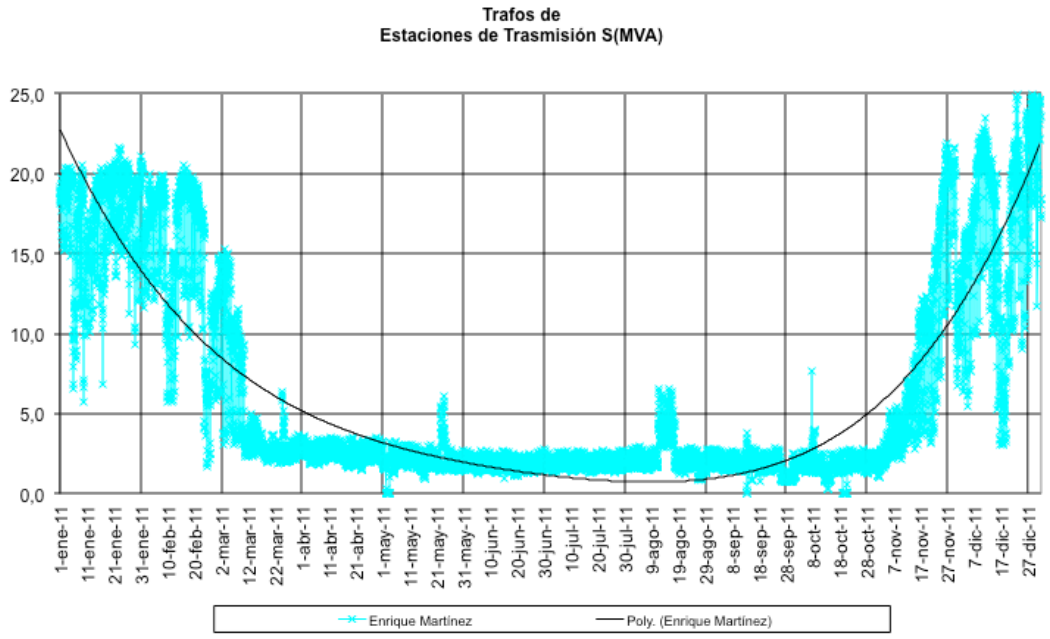
b) Curva de carga en Tomás Gomensoro (Artigas): En la misma se observa que el pico de demanda anual, no es coincidente con la demanda máxima del SIN, sino que se da en el verano.



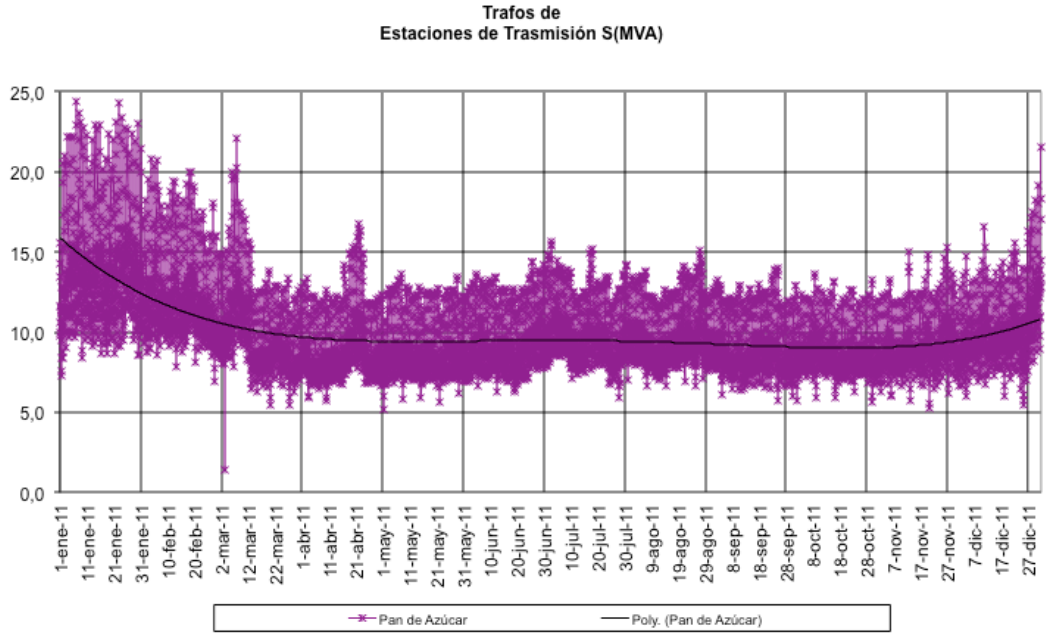
c) Curva de carga en estación Rodriguez (San José): En la misma se observa que el pico de demanda anual, se ubica en el invierno.



d) Curva de carga en estación Enrique Martinez (Treinta y Tres): En la misma se observa que el pico de demanda anual, se ubica en el verano, afectado no sólo por las temperaturas, sino también por la producción industrial vinculada a la industria del arroz.



e) Curva de carga en Pan de Azúcar (Maldonado): En la misma se observa que el pico de demanda anual, no es coincidente con la demanda máxima del SIN, sino que se da en el verano, vinculado probablemente a la actividad turística de la zona.



Del mismo modo, resulta complejo evaluar el costo de inversión evitado en términos promedio, ya que las situaciones pueden ser muy variadas. Por ejemplo evitar una cantidad de potencia en una zona densamente poblada, es muy distinto a evitarla en una zona rural, en donde un incremento de la demanda puede disparar obras muy importantes, por ejemplo realizando largos tendidos de líneas para satisfacer demandas puntuales.

Véase por ejemplo el calculo detallado realizado en el trabajo “METHODOLOGY AND FORECAST OF LONG TERM AVOIDED COSTS FOR THE EVALUATION OF

CALIFORNIA ENERGY EFFICIENCY PROGRAMS (2004)"[xxii]

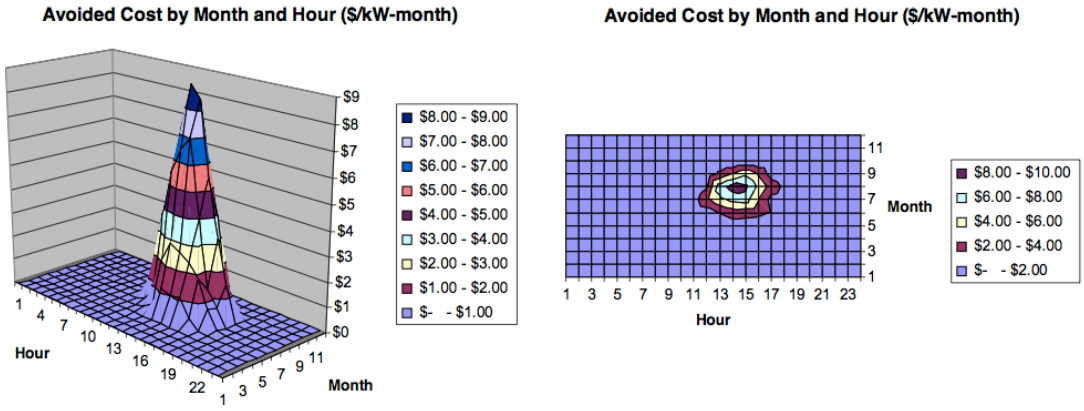


Figure 46: Avoided Electric T&D costs for SDG&E's Climate Zone 10

Para la compañía eléctrica SDG&E (San Diego Gas & Electricity), la figura muestra que los costos evitados se adjudican en mayor medida, a los meses de Mayo a Setiembre, con el pico máximo ocurriendo a fines de Julio y comienzos de Agosto (verano), alrededor de las 15 hs.

A diferencia de lo que ocurre en Uruguay, el pico se produce por las altas temperaturas reinantes del verano, que implican un importante uso del aire acondicionado.

Típicamente la planificación de inversiones de una compañía eléctrica, parte de evaluar la confiabilidad de las instalaciones existentes en función del crecimiento de la demanda. Por ejemplo un nuevo transformador de distribución debe ser agregado cuando los existentes no pueden soportar la carga pronosticada para el año siguiente con determinado nivel de confiabilidad.

Así, para cada inversión en ampliación de redes, se podría evaluar en que momento sería necesario invertir con y sin Eficiencia Energética. En base a esto se puede calcular con precisión el valor presente neto de los flujos de fondos en ambos escenarios. La diferencia entre ellos sería el costo evitado en inversiones postergadas para atender el crecimiento de la demanda.

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{kt}{(1+r)^t} - \sum_{t=o}^{n} \frac{kt.(1+i)^{\Delta t}}{(1+r)^{t+\Delta t}}$$

Siendo:
n = horizonte de planificación en años
kt = inversiones en capacidad de distribución (o trasmisión) en el año t
r = Tasa de descuento de inversiones utilizada por la compañía eléctrica
i = tasa de inflación de la tecnología evaluada
Δt = Tiempo diferido en años

Ejemplo ilustrativo:

Una subestación de distribución esta al borde de su capacidad, y debería invertirse USD 1 millón para adecuarla al requerimiento de demanda y darle capacidad remanente para los próximos años de crecimiento del consumo.
Si se implanta un proyecto de Eficiencia Energética que ahorre 1000 kW del pico de dicha subestación, se estima que la inversión se puede postergar durante 10 años, a causa de la demanda evitada. La tasa de descuento a utilizar es del 10% y la inflación en dólares del equipamiento se estima en 2% anual.

De la ecuación anterior resulta

$$\sum_{t=0}^{10} \frac{1000000}{(1+0{,}10)^1} - \sum_{t=o}^{2} \frac{1000000.(1+0{,}02)^{10}}{(1+0{,}10)^{11}}$$

calculando el beneficio por la postergación de la inversión:

USD 909090 - USD 427250= USD 481841

Quiere decir que el valor presente neto, del beneficio logrado es de USD 481.841, que en términos unitarios de potencia evitada es de USD 481,8/kW.

Este valor es denominado el costo marginal de capacidad evitado (en esa subestación).

Es conveniente expresar dicho beneficio en términos de USD / kW-año, ya que permite estimar el posible incentivo anual a otorgarle a los clientes que logren tal reducción.

Para ello se recurre a la siguiente expresión:

Ahorro anual (USD/año) = Ahorro del ciclo de vida x (FRC)

Siendo FRC, el Factor de Recuperación de Capital cuya expresión es la siguiente:

FRC = $\frac{r\ x\ (1+r)^n}{(1+r)^n-1}$

Siendo r: la tasa de descuento y n el horizonte de tiempo en años.

Para este ejemplo, con r=10% y n= 10 años, se obtiene:

FRC = 0,1627
Costo evitado: USD 78,4/kW–año.
(USD 78,4/kW–año, es el costo evitado en el diferimiento de esa subestación, al retirar 1000 kW de la demanda. Es probable que a su vez dicha reducción de demanda evite otras inversiones en líneas y subestaciones aguas arriba, generando beneficios adicionales)

Esta metodología sería la más adecuada para el cálculo de los costos evitados de capacidad. Y es la metodología sugerida por el documento “Guide to Resource Planning with Energy Efficiency” (US Environmental Protection Agency “EPA”, Noviembre 2007).

Dicha metodología propone (cuando es posible, y se desea una alta precisión en las estimaciones), evaluar para cada inversión planificada, el impacto de la demanda que se puede evitar.
Este ejercicio realizado año a año, se hace partiendo de la demanda esperada con y sin programas de eficiencia energética, y así se logra obtener el beneficio para cada tramo de línea y subestación analizada.

Sin embargo, no resulta posible en el marco de este trabajo, evaluar cada inversión planificada por UTE, y punto a punto calcular el costo marginal de capacidad evitado, por Subestación o Línea.
El autor de la presente tesis no cuenta con la información para realizar estos cálculos, pero si se deja explicitado que la evaluación de este costo evitado, bien podría ser realizado por los técnicos de UTE aplicando esta metodología, contando con toda la información detallada.
Es por ello, que a los efectos del presente trabajo se utilizarán valores medios de toda la red nacional como primera aproximación.

2.2.3.- Estimación de costos de inversión evitados en capacidad de T&D.

Se presentan a continuación 2 métodos de cálculo, a efectos de comparar los resultados.

2.2.3.1.- Basada en costos unitarios de expansión.

En el estudio realizado por el Ec. Daniel Larrosa "Documento Notas Energéticas 2011"[xxiii], se plantea una aproximación a dichos costos. El procedimiento utilizado se basa en calcular para cada elemento de la red (líneas, cables, estaciones, y cada una en su nivel de tensión), el requerimiento de nueva capacidad, por cada MW de potencia máxima adicional demandada por el sistema.

El estudio fue realizado mirando el pasado, es decir, observando el crecimiento de la demanda en un determinado período anterior, y estudiando los elementos de red que fueron necesarios incorporar. Estos incluyeron transformadores, estaciones, líneas (km) y cables (km) de Alta, Media y Baja Tensión.

Luego se asigna un costo estándar a cada elemento de red, y de allí se deduce el costo de inversión necesario por cada unidad de incremento de potencia máxima del SIN.

Finalmente se le agregan los ahorros de costos de operación mantenimiento y comerciales extraídos por el autor del trabajo, de informes técnicos de URSEA.

Las conclusiones de dicha estimación, se expresan en el siguiente cuadro, expresados como la anualidad de la inversión evitada, más sus costos de O&M evitados por cada 100 MW retirados del pico del SIN.

ANUALIDAD DEL AHORRO DE INVERSIONES CORRESPONDIENTES A UNA DISMINUCIÓN DE 100 MW DEL MÁXIMO DE POTENCIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)*			
	ANUALIDAD DEL VALOR DE REPOSICIÓN A NUEVO (AVNR)	COSTO ANUAL DE OPERCIÓN Y MANTENIMIENTO (CAOYM)	TOTAL
Trasmisión y Subtrasmision	12,7	3,9	16,6
Distribución	17,4	12,16	29,5
total	**30,0**	**16,1**	***46,2***

*no se consideraron los ahorros en inversiones en generación, en combustibles ni pérdidas

Una anualidad de inversiones de 30 millones de dólares, equivale a una inversión total de USD 280 millones (30 años, tasa de descuento 10%), cada 100 MW de demanda máxima.
Es decir que según esta estimación, por cada 100 MW retirados de la punta del sistema, se evitaría una anualidad de inversión en expansión de redes de USD 30 millones, más un costo de O&M de USD 16,1 millones al año.

En definitiva, la estimación resulta en un ahorro anual de USD 462.000 por MW no agregado al pico máximo del sistema. Esto implica un valor de **USD 462/kW-año**, o lo que es lo mismo, **USD 38,5/kW-mes**.

2.2.3.2.- Basada en los peajes del sistema.

La remuneración al Trasmisor, y al Distribuidor por el servicio que prestan puede resultar útil, a los efectos de evaluar los costos por el uso de la red, medidos en términos de USD/kW-mes.

En efecto, ha habido avances recientes en la normativa Uruguaya, destacándose la publicación reciente (abril 2012), de los decretos que fijan los peajes de Trasmisión y Subtrasmisión, que permiten remunerar estos servicios al transportista/distribuidor de la energía eléctrica (UTE en el caso uruguayo).

Los valores de la remuneración al Transportista y Distribuidor, representan el costo total de la actividad, que incluyen:

- Costos de capital
- Costos de O&M de las instalaciones
- Costos de administración y comerciales

Luego que se fija la remuneración total por el servicio, se estiman mediante metodologías apropiadas, como se reparte dicho costo entre los usuarios de energía.
Normalmente este costo se subdivide considerando fundamentalmente los picos de potencia por franja horaria, o bien por la potencia contratada de cada usuario.

Así se logran repartir los costos del servicio de trasmisión y distribución entre el universo de usuarios, definiendo a tales efectos “peajes”, que permiten representar

el costo que genera cada usuario a la empresa eléctrica, en función de las potencias demandadas o contratadas.

Por tanto, los peajes son una buena estimación del costo que genera cada usuario a la empresa eléctrica por cada kW que demanda, en cada franja horaria.

A efectos del presente estudio, los peajes son una buena estimación del costo evitado por cada kW retirado de la demanda.

Lamentablemente, no se cuenta a la fecha de confección de esta tesis con los peajes a nivel de distribución, pero sí existen algunos valores que permiten estimar o proyectar estos guarismos. Cabe consignar que la validez de esta estimación es relativa, ya que como se verá, se actualizarán valores antiguos, y además las metodologías de algunos cálculos han sido recientemente revisadas.

El VADE (Valor Agregado de Distribución), fue calculado por URSEA para el año 2002[xxiv]. Al mismo tiempo fue evaluada la Remuneración de la etapa de Sub Trasmisión ("VAST").

Cuadro 37 Remuneración del Distribuidor por concepto de VADE, VAST y total a diciembre de 2002 – efecto de la modificación de la tasa

Remuneración por concepto de:	MMUS$	
	tasa r =10%	tasa r =13,5%
VADE	165,2	193,2
VAST	41,5	50,0
Impuesto al Patrimonio	5,1	5,1
Total	**211,8**	**248,3**

En 2012, se decreta la remuneración de la Subtrasmisión, por lo que mediante una simple regla del 3, se calcula a modo de estimación, la Remuneración del Distribuidor actualizada:

Concepto	Año	MMUSD/Año	Fuente
Remuneración ST	2012	124,3	Dec. 575/2012
Remuneración ST	2002	41,5	URSEA 2002 r=10%
Remunerción Distribuidor	2002	165,2	URSEA 2002 r=10%
Remuneración Trasmisor	2012	209,0	Dec 573/2012
Estimación Remuneración al Distribuidor proporcional al incremento de la de ST	2012	494,9	Cálculo proporcional

Fuente: Elab. Propia en base a Decr. 576/2012 e Informe URSEA 2002

Los peajes de Subtrasmisión, para usuarios conectados en 31,5 kV y 63 kV, han sido fijados por el decreto 576/2012 (24 de abril 2012), y se muestran a continuación:

Peajes Sub Trasmisión	$/kW-mes	USD/kW-mes
Potencia contratada punta	165,88	**8,29**
Potencia contratada valle	19,99	**1,00**
Potencia contratada Llano	97,93	**4,90**

Fuente: Decreto 576/2012

A continuación, se busca calcular en forma proporcional, los peajes de distribución, partiendo de los de subtrasmisión, ajustados por la remuneración actualizada al año 2012, de la Distribución, Subtrasmisión y Trasmisión, presentada en la tabla previa. (se aclara que esta metodología pretende una estimación, y no un cálculo riguroso, ya que la Distribución y Subtrasmisión no necesariamente tienen estructuras de costos iguales, y además los valores del 2002 corregidos al 2012, pueden generar distorsiones importantes).

La fórmula proporcional aplicada es la siguiente:

$$Peaje\ DIS\ i = \ Peaje\ STi\ x\ \frac{Remuneración\ DIS}{(Remuneración\ ST + Remuneración\ TRAS)}$$

siendo evaluados en USD al año 2012:
Peaje DIS i: Peaje de Distribución (USD/kW), en la franja horaria i
Peaje STi: Peaje de Subtrasmisión (USD/kW), en la franja horaria i
Remuneración DIS: Remuneración total anual al Distribuidor
Remuneración ST: Remuneración total anual al Subtrasmisor
Remuneración TRAS: Remuneración total anual al Trasmisor

Nota: La proporcionalidad incluyendo la remuneración al trasmisor, se debe a que los peajes de Subtrasmisión incluyen a los de Trasmisión.

Estimación Peajes distribución	USD/kW-mes
Pcont punta	12,31
Pcont valle	1,48
Pcont Llano	7,27

Fuente: Elaboración propia

Estimación Costo Potencia (D+ST)	USD/kW-mes
Pcont punta	20,61
Pcont valle	2,48
Pcont Llano	12,17
Potencia plana (p=V=Ll)	35,25

Fuente: Elaboración propia

Esta tabla muestra que el costo de la etapa de subtrasmisión (cuyo peaje incluye los costos de Trasmisión) más la etapa de Distribución en BT, marcan un **costo de la potencia, para una curva de carga plana (Potencias en: Punta = Valle = Llano) de USD 35,25/kW-mes**.

Nota: Este valor del costo de la potencia esta referido al punto de consumo ya que la metodología de los peajes se refieren a las potencias en el sitio de consumo, por lo que no corresponde aplicar ningún factor de expansión por las pérdidas de T&D

2.2.3.3.- Conclusión sobre la estimación de costos de inversión evitados.

Se han obtenido por métodos distintos (con metodologías similares), 2 valores del costo evitado en redes de T&D, por cada kW retirado del sistema, en el nivel de Distribución.

El primero arrojó un valor de **USD 38,5/kW-mes**, y el segundo **USD 35,25/kW-mes**.

Si bien ambas estimaciones carecen de una elevada precisión, el hecho que los resultados sean similares, da cuenta de que se puede presumir como buenas ambas estimaciones, a partir de cualquiera de las 2 metodologías, tomando para el presente análisis el menor de ellos, o sea **USD 35,25/kW-mes.**

Llevando este valor a una demanda plana (constante) evitada, se tiene la siguiente expresión:

USD/NMWh = 35,25x12x1000/(365x24) = **USD 48,29 / NMWh**.

Por lo tanto estimaremos en el resto del presente trabajo, que por cada MWh evitado ("NMWh"), se ahorrarán USD 48,3, a causa de los costos evitados en T&D, para los usuarios que eviten una energía en el nivel de Distribución de UTE.

2.2.4.- Inversiones evitadas en plantas de Generación

Cuando la demanda crece, todo el sistema aguas arriba requiere inversiones para satisfacer las necesidades.

Esto incluye a las ya analizadas inversiones en T&D, pero además se suma la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación, fundamentalmente para cubrir la potencia de punta del sistema.

El análisis del costo de inversión en la nueva capacidad de generación necesaria, se hace complejo en virtud de las diferentes opciones disponibles, y sus costos.

Cada tipo de fuente potencial de aporte de nueva capacidad (de generación) tiene costos asociados muy distintos, y la valoración de estos costos, depende también de la modalidad en que se adquiere.

Por ejemplo, la capacidad adicional tendría un costo fijo extremadamente alto si se pensará en una central nuclear. En contrapartida, el aporte de energía por vía de las interconexiones internacionales (2000 MW con Argentina y 500 + 70 MW a través de conversoras de frecuencia con Brasil), ya son inversiones hundidas, por lo que en principio, de haber disponibilidad de energía en los países vecinos, su aporte no tendría costos fijos de capacidad de generación. Aunque es claro que cuando se decidió realizar las inversiones en interconexión y conversoras, implícitamente se cargó al sistema con un costo fijo de capacidad de intercambio internacional.

Del mismo modo, será relevante la fuerte presencia que la energía eólica tendrá a partir de 2014, que ha sido licitada por UTE, mediante la modalidad de pago por energía, sin remuneración por potencia puesta a disposición o capacidad instalada[xxv]. Esto implica que la energía eólica, en su valoración de costos expresados en USD/MWh, ya tiene implícito el costo fijo de inversión en los parques eólicos. En este tipo de tecnología por tanto, los costos fijos de capacidad, están ya incluidos en los valores de las corridas efectuadas previamente en el SimSEE, para valorizar los ahorros de energía.

Algo similar ocurre con los contratos de compra de energía a partir de fuente de biomasa, en el cual la reciente licitación de UTE[xxvi] (en proceso de adjudicación al momento de la confección de la presente tesis), prevé dos modalidades de compra de energía. La primera autodespachada, con obligación de compra por parte de UTE de toda la energía generada a un precio determinado en USD/MWh y la segunda en modalidad de generación convocable, en el cual se fija un precio por la energía mayor por la "potencia disponible convocable". Esta potencia "convocable" es remunerada a un precio como se muestra a continuación:

	USD/MWh	USD/MW (por hora disponible)
Energía no sujeta a despacho	92	0
Potencia Disponible Convocable	48	59

Fuente: pliego de licitación, compra directa K2158 según lineamientos del decreto No 367/010

Pero no ocurre lo mismo con otras inversiones previstas a futuro en respaldo térmico (firme) de generación. En particular el proceso licitatorio en curso, prevé una importante inversión en una planta de ciclo combinado a gas natural / gasoil en el corto plazo por una capacidad de hasta 520 MW.

Dada esta complejidad del análisis, es necesario establecer algún criterio razonable sobre la inversión requerida en nueva capacidad de generación (sin considerar los costos operativos (esencialmente combustible) ya incluidos en las corridas realizadas en SimSEE.

En función de estas consideraciones, tomaremos a efectos de este trabajo, únicamente la inversión a ser realizada en la proyectada central de ciclo combinado cuyas ofertas de precios estuvieron en el rango de USD 470 millones y USD 640 millones[xxvii].

A continuación se muestra la evaluación realizada en el trabajo "Documentos notas energéticas 2011" realizado por el Ec. Daniel Larrosa, sobre las expectativas de costos fijos energizados y variables de las distintas tecnologías de generación disponibles.

Tecnología	Turbina de Gas	Ciclo Combinado	Turb. Aero-Derivativas	Ciclo Vapor	Motores	Ciclo Vapor	Eólica	Hidráulica	Solar Térmica	Ciclo Vapor
Combustible	Gas Oil o Gas Natural	Gas Oil o Gas Natural	Gas Oil o Gas Natural	Fuel Oil	Fuel Oil	Biomasa	Viento	Agua	Sol	Esquistos Bituminosos
Costos de Inversión (US$/Kw instalado)	900	1100	1500	900	900	2500	2000	3000	7071	3000
Tasa Descuento	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Vida Útil (años)	20	20	20	20	20	20	20	40	20	20
Anualidad Costos Fijos (US$/MW)	105.714	129.206	176.189	105.714	105.714	293.649	234.919	306.778	830.557	352.379
Factor de Convocatoria	50%	50%	50%	50%	50%	50%	100%	100%	100%	50%
Factor de Disponibilidad	90%	90%	90%	90%	90%	90%	98%	97%	100,0%	90,0%
Factor de Combustible	100%	100%	100%	100%	100%	100%	35%	48%	100%	100%
Factor por punto de inyección de la energía	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	88%	100%
Costos Fijos Energizados (US$/MWh)	27	33	45	27	27	74	78	75	83	89
Costos Variables 1 (US$/MWh)	280	173	225	192	159	70	0	0	0	70
Costos Variables 2 (US$/MWh)	137	82	183							
Costo Total (US$/MWh)	307	206	270	219	186	144	78	75	83	159
	164 - 290	115 - 190	228 - 397							

Nota: valores asociados a un costo del petróleo de USD 90/barril.

Como se observa en la tabla, es necesario realizar hipótesis sobre los factores de disponibilidad y convocatoria, así como tasa de descuento y vida útil para poder evaluar el costo fijo energizado de la inversión realizada.
En efecto, en este caso el autor de dicha evaluación ha seleccionado para el caso de la tecnología (ciclo combinado) que UTE esta adquiriendo mediante la licitación mencionada:
Tasa de descuento: 10%
Factor de convocatoria: 50%
Factor de disponibilidad: 90%
Anualidad de la inversión/MWh generados por año: USD 33/MWh.

Estos USD 33/MWh, representan la componente fija del costo de generación producto de la inversión realizada. Es decir que no incluye los costos de O&M (combustible, operación y mantenimiento, etc.).

Nótese que el factor de convocatoria, representa el porcentaje de tiempo en que la central este encendida. Dada la alta penetración de energía eólica a partir de 2014, parece conservador utilizar el valor de 50% por lo que parece razonable utilizar este resultado. Es decir, si la central se despacha menos horas al año, sería superior, por ejemplo, si fuera 30% el valor subiría a USD 54,7/MWh.

Expandiendo este valor de USD 33/MWh, por el factor de pérdidas de T&D (10,4%), se obtiene como resultado USD 36,6/MWh a nivel de la barra de la demanda.

Por tanto, a efectos de este trabajo, se tomará como costo de capacidad de generación evitado a futuro un valor de **USD 36,6/MWh** evitado en el punto de la demanda.

Podría objetarse este razonamiento, con la lógica de que la eficiencia energética no va a lograr evitar esta importante inversión que UTE ya esta afrontando en la licitación mencionada, y que es del orden de USD 500 millones. Sin embargo, es claro que a futuro la demanda seguirá creciendo, y que en el futuro serán necesarias inversiones adicionales de potencia firme, que podrán ser evitadas total o parcialmente si se logra una alta penetración de la eficiencia energética, evitando por tanto la inversión en más centrales de generación.

Referencia adicional:

Con fecha 15/5/2012, el directorio de UTE resolvió adjudicar la contratación del "Arrendamiento de Centrales de Generación, su operación y mantenimiento para el suministro de potencia firme y su energía asociada" de acuerdo al procedimiento de compra K43455[xxviii]
El precio establecido por dicho arrendamiento sin contar el costo de instalación y desinstalación fue de:
Precio potencia puesta a disposición por hora: USD 36,81/MW

A esto debe sumársele los costos de combustible y de O&M y los costos de instalación y desinstalación.

El costo de capacidad en este caso es muy alto, ya que se trata de una tecnología de bajo rendimiento (no es un ciclo combinado), y además parte de la infraestructura es brindada por UTE (logística de combustible y agua).

Nótese que si este equipo se despacha 50% del tiempo, entonces el costo por capacidad, en función de la energía despachada sería del doble, es decir USD 73,62/MWh en bornes de generación.

Es razonable que este precio sea mucho más elevado que el tomado previamente de USD 33/MWh (y que será utilizado en este trabajo), ya que se trata de un arrendamiento para coyunturas de crisis energética.

Se transcribe a continuación, el esquema de contratación según la citada resolución del directorio de UTE:

```
Arrendamiento de Centrales de Generación, su operación y
mantenimiento a instalarse en La Tablada y en predio de Ancap (La Teja)
POTENCIA TOTAL CONTINUA: 50MW,
 - PRECIO POR POTENCIA PUESTA A DISPOSICIÓN POR HORA DISPONIBLE,
Precio.....U$S 36,81 por MW
- POR ENERGÍA GENERADA MWh: Precio*.....U$S 12,50
- MOVILIZACION E INSTALACION: Precio .....U$S 2.048.236,00
- DESINSTALACION Y MOVILIZACIÓN: Precio .....U$S 1.365.500,00
Total en U$S.....U$S 45.000.000,00
I.V.A..... U$S 9.900.000,00
TOTAL DE LA CONTRATACIÓN.....U$S 54.900.000,00
```

*Nota: el precio por energía es bajo porque el combustible es suministrado por UTE.

2.3.- Ahorros de aportes de UTE al FUDAEE

Tal como se explica y detalla en el capítulo 5.5.-, se puede estimar que UTE podría tener como beneficio adicional un ahorro de aportes al FUDAEE (Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética) de USD 600.000 al año, al implementar proyectos de ahorro de energía.

Además, podría tener un ahorro excepcional de aportes al FUDAEE (vinculado al aporte a realizar por la central de ciclo combinado) de USD 1,500.000.

Nota: Estos valores de beneficios de UTE, se enumeran en este apartado a titulo informativo, pero no se considerarán en los cálculos o estimaciones que siguen en adelante.

2.4.- Resumen de Ahorros de UTE

De acuerdo con los cálculos previos se llega al siguiente cuadro que muestra los beneficios económicos que verá UTE por cada MWh evitado a nivel de la demanda.

Rubro	Costo evitado	USD/NMWh
Capacidad	Capacidad de T&D	48,29
	Capacidad de Generación	36,58
	Total ahorros de Capacidad	84,88
Energía	Ahorro de Energía	116,59
Total	Beneficio total UTE	201,47

Reflexiones sobre la validez de estas estimaciones

Capacidad:
Las hipótesis sobre las cuales se basaron estos cálculos, son razonables, pero su validez esta circunscripta a las siguientes condiciones:
Son valores para ahorros de energía, en bornes de la demanda (contando las pérdidas de T&D), pero valorizada en consumidores conectados en la red de distribución. (baja tensión y media tensión hasta 15 kV).

Los ahorros en capacidad de T&D, han sido energizados (expresados en USD/MWh), utilizando la potencia media evitada. Esto significa que se subestima el beneficio en aquellas Medidas de Conservación de la Energía (MCE´s) que evitan más potencia en punta, y viceversa.
Un estudio más detallado es necesario para precisar estos valores. Estudios posteriores a este trabajo deberían ahondar en la especificidad de la curva de carga de la energía evitada por cada MCE, época del año, y zona geográfica, para cuantificar con mayor exactitud el impacto de la demanda retirada de la punta del sistema. Y también los efectos sobre la eventual postergación de inversiones en la red, al retirar potencia en otras franjas horarias.

En cuanto a la capacidad de generación adicional, el valor expuesto representa el costo fijo energizado de un ciclo combinado de gran porte (del orden de 500 MW), con hipótesis de indisponibilidad del 10%, y factor de convocatoria 50% (operando unas 3940 horas al año).

Energía:
Las hipótesis de las corridas realizadas en SimSEE han sido detalladas previamente. Se ha seleccionado el escenario MEDIO de costos de generación y el caso en el cual se incorporan 100 NW por proyectos de ahorro de energía.
Nótese que los valores están expresados “en barras de la demanda”, es decir que si bien el valor de la energía evitada para dichas hipótesis ascendía a USD 104,5/NMWh en “barras de la generación”, el valor ajustado por las pérdidas de T&D asciende a USD 116,59/NMWh.

2.5.- Beneficios económicos adicionales producidos por el ahorro de energía.

Además de los beneficios económicos por costos evitados en la compañía eléctrica, y la reducción de costos que percibirán los consumidores en sus facturas de electricidad, el ahorro de energía trae aparejado otros beneficios adicionales como ser:

- Reducción de importaciones de petróleo
- Mejora de la balanza comercial del país
- Aumento de la seguridad de suministro eléctrico
- Reducción de impactos financieros en la economía nacional por sequías o shocks de precios del petróleo que causan sobrecostos de generación
- Reducción de emisiones de gases contaminantes y material particulado
- Generación de empleo local (instaladores, fabricantes, asesores, etc.)
- Generación de industrias locales para producir equipamiento eficiente
- Investigación, Innovación y Desarrollo tecnológico
- Reducción de gases de efecto invernadero

A continuación se muestra la metodología a utilizar para estimar estos beneficios adicionales.

2.5.1- Beneficios No Energéticos por el impacto en la economía nacional

2.5.1.1.- Introducción

La evaluación financiera de un proyecto consiste en estudiar la rentabilidad financiera del proyecto. Sin embargo, si se desea analizar el impacto del proyecto a la sociedad en su conjunto, es necesario contabilizar otros beneficios del proyecto lo que se conoce como Evaluación Social del proyecto.

La evaluación social consiste en analizar la contribución que un proyecto o una política hace al bienestar nacional, y como tal tiene por objeto medir el aporte neto de un proyecto o política al bienestar de toda la colectividad nacional[xxix]. Por tanto en este tipo de evaluación se mide la bondad del proyecto o programa para la economía nacional en su conjunto.

El Beneficio desde el punto de vista de la Sociedad en su conjunto, implica incluir en el análisis los impactos favorables que los programas de eficiencia generen a la economía nacional.
Toda vez que se inicia un programa masivo (implantación de paneles solares, recambio de lámparas, etc), se genera un "derrame" sobre la economía nacional, en términos de inversión, empleo, ahorro de divisas, aumento del consumo, etc.

Es decir que se trata de evaluar mediante alguna metodología apropiada, los beneficios económicos que la sociedad recibe como premio adicional al propio ahorro de energía.

A modo de ejemplo, existen estimaciones realizadas sobre los beneficios sociales asociados a la incorporación de proyectos de ahorro de energía, como fuente autóctona nacional.

Por ejemplo se ha estimado[xx] que de instalarse un volumen de 100 mil colectores solares de 2 m2, y con los incentivos a la industria nacional existente se generarían 340 puestos de trabajo permanentes durante 5 años, con un valor de salarios generados de USD 28 millones. A su vez el valor agregado nacional de la inversión ascendería al 58%, generando beneficios positivos a la economía local. Esta es una forma de enumerar los beneficios "no energéticos" del programa, es decir evaluando diversos impactos adicionales sobre la sociedad en su conjunto.

No existe un consenso entre los economistas consultados, sobre la mejor forma de medir el beneficio social de un proyecto, sin embargo el BID (Banco Interamericano de Desarrollo), exige para el otorgamiento de créditos la evaluación social a través del método de "costo – beneficio", valorando los impactos a "precio de cuenta".

Por tanto se seguirá esta metodología para analizar este punto de vista.

2.5.1.2.- Evaluación social de los proyectos: "Precios de cuenta"

El libro "Evaluación Económica y social de Proyectos de Inversión" (Raúl Castro R. Karen Mokate – Universidad de los Andes – BID), menciona que *"se puede entender la evaluación económica y social (también conocida como análisis Costo-Beneficio) como el conjunto de herramientas que tiene el economista para poder analizar proyectos y políticas, con el propósito de destinar los recursos de tal manera que sea más benéfica para la población nacional"*

"La evaluación identifica los diferentes impactos –tanto negativos como positivos- que el proyecto o política genera sobre el bienestar de la colectividad nacional y les concede valor de acuerdo con el cambio en el bienestar que resulta de dicho impacto".

"Teniendo identificados los impactos de un determinado proyecto de inversión, el evaluador procede al segundo paso de evaluación: la asignación de valor a cada uno de los impactos"
"El "Valor" en la evaluación económica y social tiene que reflejar el aporte al bienestar nacional. El término "precio de cuenta" es el que se utiliza para referirnos explícitamente a la medición de dicho aporte…."Así los precios de cuenta son sencillamente los valores unitarios que se utilizan para valorar impactos sobre el bienestar"

Por otra parte, el documento "Los Parámetros Nacionales de Cuenta en el Uruguay"[xxx], brinda el concepto de precio de cuenta de la siguiente manera:
"Por "Precio de cuenta" se entiende un precio calculado teniendo presente ciertos objetivos, tales como la maximización del crecimiento económico, el mejoramiento de la posición de balance de pagos y la promoción de oportunidades de empleo. En esa forma, el precio de cuenta de un bien o servicio es una medida del valor real de la contribución de dicho bien a esos objetivos. Es por el hecho de que los organismos públicos se interesan principalmente en la rentabilidad de las inversiones desde el punto de vista de la economía nacional, que se emplean los llamados "precios de cuenta" para evaluar los insumos y productos de los variados proyectos que se someten a ellos".

Cuando se realiza un análisis de costo/beneficio financiero de un proyecto de inversión tradicional, se utilizan los precios de mercado. Cuando se desea analizar el costo/beneficio económico para la sociedad en su conjunto, deben reemplazarse los precios financieros por sus precios de cuenta. Para ello se definen RPC ("Razones de precio de cuenta"), que son coeficientes que multiplicados por el precio financiero (o de mercado), dan como resultado el precio de cuenta.

Para ello la OPP, ha publicado inicialmente en 1986 los precios de cuenta para una importante lista de bienes y servicios, y los ha venido actualizando, siendo la última versión disponible la de 2004.

En realidad la validez de los precios de cuenta, que presentan 8 años de antigüedad es relativa, y según el propio documento mencionado, debería actualizarse cada 2 años. Es por ello que el resultado del análisis que se presenta a continuación puede contener distorsiones importantes, y será necesario actualizar los precios de cuenta para tener un menor margen de error.
Por tanto, lo que sigue a continuación debe entenderse como una primera aproximación, sujeta a la actualización de los precios de cuenta, pero el autor considera relevante de todos modos presentar los resultados al tratarse de una valiosa metodología para analizar este aspecto.

2.5.1.3.- Metodología para la evaluación social de los proyectos: "Precios de cuenta"

Como se explicó, se toman los costos y beneficios de cada proyecto, y se ajustan por el RPC (razón de precio de cuenta).

En el caso de los beneficios, estos son los ahorros monetarios que cada consumidor logra a valor presente neto, en su cuenta de electricidad. Dada la existencia de una RPC para distintas categorías tarifarias, se utilizarán estas RPC para cada categoría de usuario.

Estas son según el documento "Estimación de precios de cuenta para la evaluación económica de proyectos del programa de desarrollo Municipal IV"[xxxi] (Andrés Pereyra – abril 2004):

Tarifa	RPC
General	0,82
Residencial	1,05
Grandes Consumidores	1,43
Medianos Consumidores	0,87

Cada inversión en dispositivos eficientes, deberá ser ajustada por su RPC, que en la mayoría de los casos corresponderá a electrodomésticos importados, y en otros que incluyan costos relevantes de mano de obra para su instalación (como ser paneles solares térmicos), se utilizará la RPC de la mano de obra semi-calificada.

Rubro	RPC
Grifería y otros artefactos importados	0,93
Equipos de bombeo importados	0,93
Artefactos eléctricos importados	0,93
Luminarias importadas	0,93
Mano de obra semicalificada	0,6

Como se ve más arriba, de tratarse de equipos importados se utilizará el coeficiente 0,93, y la componente de mano de obra, será ajustada por 0,6.

El cálculo final, que se formulará más adelante en las planillas de cálculo de cada caso, consiste en calcular el beneficio a precio de cuenta, y restarle la inversión a precio de cuenta. Como se verá, la inversión incremental (equipo eficiente vs. estándar) es la que surge del precio de mercado del bien, y el beneficio, será el valor presente neto del costo evitado durante la vida útil del proyecto.

2.5.2.- Beneficios No Energéticos por la reducción de emisiones contaminantes

En muchos países del mundo existen tarifas (o tasas denominadas "carbón tax") por las emisiones de gases y/o material particulado, que permiten calcular directamente el costo de las emisiones y por lo tanto el eventual ahorro en costos por la emisiones evitadas.

En Uruguay esta realidad no se da, por lo que el autor ha creído conveniente incluir el valor de los GEI evitados (Gases de Efecto Invernadero), que eventualmente se podrían valorizar en caso que se pudieran comercializar a través del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio del protocolo de Kioto).

Para evaluar las emisiones de CO_2, se utiliza el denominado "factor de emisiones", que permite calcular la cantidad de dióxido de carbono emitido por cada MWh generado. Este factor varía de país a país, y depende del parque generador utilizado, y particularmente en Uruguay, de la hidraulicidad de cada año.
Para determinar el factor de emisiones es necesario utilizar alguna de las metodologías aprobadas por el IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, de Naciones Unidas).

En este trabajo, se utilizará el factor de emisiones calculado por UTE[xxxii] en 2009, y que fuera utilizado para tramitar los bonos de carbono por el parque Eólico (10 MW) ubicado en sierra de los caracoles.
El resultado obtenido fue un factor de emisiones de 0,575 tCO_2/MWh.

Para valorizar esta reducción de emisiones, el MDL estableció un mecanismo por el cual se transan a nivel global CERs (certificados de reducción de emisiones) que cotizan a un valor fluctuante, medido en USD/tonCO2.
Dada la volatilidad de este valor, se puede estimar para evaluar los ingresos por bonos de carbono, en la industria eléctrica, en aproximadamente en USD 12/tCO2 según expertos consultados, (quienes aclaran que existen diversos mercados con

precios distintos y altos niveles de volatilidad), lo cual al convertirlo por el factor de emisiones de Uruguay, resulta en **USD 6,6/MWh evitado**.

En principio este valor podría usarse como un beneficio monetario directo, ya sea para los usuarios o la compañía eléctrica. El problema es que dados los altos costos de transacción que se requieren para obtener estos CER´s, se hace inviable su tramitación en forma individual. Sí sería viable para la compañía eléctrica participar del denominado Programa de Actividades, y centralizar todos los proyectos de ahorro de energía y tramitarlos frente al IPCC (panel intergubernamental para el cambio climático), pero dada la complejidad de las metodologías a aplicar, el autor del presente trabajo, propone usar ese valor como un beneficio adicional para la sociedad en su conjunto , en lugar de asignarlo a la compañía eléctrica y computarlo sólo en los tests de costo correspondientes como se verá más adelante.

Es decir que este beneficio, sólo será considerado en el presente trabajo, como un beneficio adicional a la sociedad en su conjunto, y no será considerado como beneficio monetario al calcular los retornos de las inversiones tanto para el usuario de energía (participante del programa) como para la compañía eléctrica.

Como se mencionó antes, el factor de emisiones es variable, y el valor de los CER´s depende del mercado y el momento, y presenta una alta volatilidad. Dado que los CER´s tienen una importancia de segundo orden en el presente estudio, no resulta relevante realizar un estudio detallado del mismo, y se toma como referencia el valor citado mas arriba, es decir **USD 6,6/MWh evitado.**

2.6.- Beneficios para los usuarios participantes que incorporen la EE

Para los usuarios (consumidores) que incorporen medidas de ahorro de energía, el beneficio directo será medido como el ahorro en sus facturas de electricidad.

Dicho ahorro será evaluado según la estimación de energía ahorrada en cada caso, aplicándose la tarifa de UTE que le corresponda. Para los usuarios residenciales, los impuestos (IVA) serán considerados parte del costo de la energía.

3.- Análisis de programas de Eficiencia Energética en Uruguay

3.1.- El Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay

El Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay ha sido evaluado recientemente en Uruguay por la Dirección Nacional de Energía.

El 27 de setiembre de 2011, se realizó en la Sala de la DNE la presentación de los Resultados Finales del "Estudio de Potencial de Ahorro de Energía mediante mejoramientos en la Eficiencia Energética en Uruguay", consultoría a cargo de Fundación Bariloche de Argentina, financiada por el Proyecto de Eficiencia Energética. Durante la misma se presentó el potencial de eficiencia energética identificado a nivel nacional para los distintos sectores de actividad y se detallaron los instrumentos propuestos para su aprovechamiento. Los resultados y metodologías del mismo, se encuentran disponibles en la página web del Programa de Eficiencia Energética de Uruguay[xxxiii]

A modo de ejemplo se muestra a continuación un cuadro con los resultados obtenidos para el sector residencial:

Potencial de ahorro de energía - Año 2008
Sector Residencial

Medida de Eficiencia	Total fuentes		
	kTep	% s/Res.	% s/CFE
1. Iluminación Eficiente	14,3	2,0%	0,5%
2. Calentadores de Agua Eficientes	8,1	1,1%	0,3%
3. Calentamiento de Agua Solar	71,3	9,9%	2,3%
4. Refrigeradores Eficientes	26,5	3,7%	0,8%
5. Aires Acondicionados Eficientes	1,6	0,2%	0,1%
6. Lavarropas y Secarropas Eficientes	4,2	0,6%	0,1%
7. Cocción con Artefactos a Gas	7,5	1,0%	0,2%
8. Estufas a Leña Eficientes	93,9	13,0%	3,0%
9. Reacond. Térmico de Viviendas	10,5	1,4%	0,3%
Potencial Total Residencial	237,8	32,9%	7,5%
Consumo Residencial	*722,4*		
Consumo Final Energético (CFE)	*3.166,8*		

El estudio evalúa el Potencial de Eficiencia Energética y Ahorro de Energía, de todas las fuentes de energía (electricidad, gas natural, leña, etc), y expresa el resultado en kTep.
Asimismo hay medidas de ahorro de energía, que no se suman algebraicamente, ya que se aplican a un mismo uso. Este es el caso por ejemplo del Calentamiento de Agua Solar, y la inclusión de Calentadores de agua eficientes que son complementarias. Es claro que una vez instalado el colector solar, el consumo de calefones se reducirá sensiblemente por lo que el ahorro en calentadores de agua eficientes (calefones) se reduce también. El propio Informe de potencial concluye en la siguiente tabla el potencial consolidado de la inclusión de medidas de conservación de la energía:

Cuadro 2.57 - Potencial de Ahorro en el Consumo Final Consolidado

Medidas de Eficiencia Energética	Electricidad		Gas Natural		Supergás		Nafta		Gas Oil		Fuel Oil		Leña		Res. Biomasa		Otras Fuentes		Total	
	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	kTep	% s/CFE	Tep	% s/CFE	kTep	% s/CFE
1. Residencial																				
1.1. Iluminación eficiente	14,3	2,0%																	14,3	0,5%
1.2. Calentadores de agua eficientes	7,8	1,1%	0,2	0,3%	0,1	0,1%													8,1	0,3%
1.3. Calentamiento de Agua Solar	56,7	7,8%	3,9	6,0%	2,7	2,8%			0,6	0,1%	0,0	0,0%	6,9	1,3%	0,4	0,1%	0,1	0,1%	71,3	2,3%
1.4. Refrigeradores eficientes	26,5	3,6%																	26,5	0,8%
1.5. Aires Acondicionados eficientes	1,6	0,2%																	1,6	0,1%
1.6. Lavarropas y Secarropas eficientes	4,2	0,6%																	4,2	0,1%
1.7. Cocción con artefactos a gas			0,3	0,5%	7,2	7,6%													7,5	0,2%
1.8. Estufas a Leña eficientes													93,9	18,4%					93,9	3,0%
1.9. Reacondic. térmico de viviendas	1,6	0,2%	0,4	0,6%	1,2	1,2%			0,4	0,0%	0,6	0,4%	5,4	1,1%	0,4	0,1%	0,5	0,8%	10,5	0,3%
Subtotal	**112,5**	**15,4%**	**4,9**	**7,5%**	**11,1**	**11,8%**			**1,0**	**0,1%**	**0,6**	**0,4%**	**106,1**	**20,8%**	**0,8**	**0,2%**	**0,6**	**0,9%**	**237,8**	**7,5%**
Consumo Residencial	*293,2*		*15,0*		*83,8*		*0,2*		*5,2*		*6,1*		*302,1*		*8,2*		*8,6*		*722,4*	
2. Comercial y Servicios																				
2.1. Iluminación eficiente	9,2	1,3%																	9,2	0,3%
2.2. Mejoras en Alumbrado Público	5,0	0,7%																	5,0	0,2%
2.3. Calent. de Agua eficientes	0,6	0,1%	0,03	0,0%	0,002	0,0%											0,001	0,0%	0,6	0,0%
2.4. Calentamiento de Agua Solar	3,2	0,4%	0,7	1,0%	0,3	0,3%			1,3	0,2%	6,8	4,5%	1,4	0,3%			0,4	0,6%	14,0	0,4%
2.5. Refrigeradores eficientes	7,0	1,0%																	7,0	0,2%
2.6. Aires Acondicionados eficientes	4,7	0,6%																	4,7	0,1%
Subtotal	**29,6**	**4,1%**	**0,7**	**1,0%**	**0,3**	**0,3%**			**1,3**	**0,2%**	**6,8**	**4,5%**	**1,4**	**0,3%**			**0,4**	**0,7%**	**40,5**	**1,3%**
Consumo Comercial y Servicios	*196,9*		*3,6*		*5,3*		*0,5*		*6,1*		*21,6*		*19,9*				*4,2*		*258,1*	
3. Industria																				
3.1. Motores eléctricos eficientes	4,9	0,7%																	4,9	0,2%
3.2. Variadores de velocidad	7,3	1,0%																	7,3	0,2%
3.3. Mejoras tecnológicas equip. térmico	6,4	0,9%	6,6	10,1%	0,2	0,2%			0,5	0,1%	9,6	6,4%	16,3	3,2%	7,9	1,7%	9,3	14,2%	56,8	1,8%
3.4. Mejoras distribución de vapor			2,7	4,1%	0,2	0,2%			0,1	0,0%	7,0	4,6%	16,8	3,3%	12,0	2,6%	0,1	0,1%	38,8	1,2%
3.5. Iluminación eficiente	1,3	0,2%																	1,3	0,0%
Subtotal	**19,9**	**2,7%**	**9,3**	**14,2%**	**0,4**	**0,4%**			**0,5**	**0,1%**	**16,6**	**11,1%**	**33,1**	**6,5%**	**19,9**	**4,3%**	**9,4**	**14,3%**	**109,2**	**3,4%**
Consumo Industria	*207,0*		*47,1*		*3,4*		*0,1*		*10,6*		*122,3*		*156,4*		*453,7*		*42,3*		*1.042,8*	
4. Transporte Carretero																				
4.1. Mejoras consumo especifico veh.							55,1	18,6%	78,0	9,8%									133,1	4,2%
4.2. Autos híbridos							10,2	3,5%	3,5	0,4%									13,8	0,4%
4.3. Conducción eficiente							19,7	6,6%	34,7	4,4%									54,4	1,7%
Subtotal							**85,0**	**28,6%**	**116,3**	**14,7%**									**201,3**	**6,4%**
Consumo Transporte Carretero							*290,1*		*532,1*										*822,2*	
5. Agropecuario																				
5.1. Recambio de tractores									22,1	2,8%									22,1	0,7%
Subtotal									**22,1**	2,8%									**22,1**	**0,7%**
Consumo Agrupecuario									*100,0*								*64,7*		*164,7*	
TOTAL	**162,1**	**22,2%**	**14,9**	**22,7%**	**11,8**	**12,5%**	**85,0**	**28,6%**	**141,3**	**17,8%**	**24,0**	**16,0%**	**140,6**	**27,6%**	**20,7**	**4,5%**	**10,4**	**15,9%**	**610,9**	**19,3%**
CONSUMO FINAL ENERGÉTICO	*729,2*		*65,7*		*94,6*		*296,9*		*793,1*		*150,0*		*509,8*		*461,9*		*65,6*		*3.166,8*	

Tomando como base dicho estudio, tomando solamente los ahorros de electricidad, y expresando los resultados en unidades más usuales de energía y potencia eléctrica, se obtiene el siguiente cuadro:

	Medida de Eficiencia	kTep	% s/Res.	% s/CFE	NGWh	NW medios
RESIDENCIAL	1. Iluminación Eficiente	14,3	2,0%	0,5%	166,3	19,0
	2. Calentadores de Agua Eficientes	7,8	1,1%	0,3%	90,7	10,4
	3. Calentamiento de Agua Solar	56,7	9,9%	2,3%	659,0	75,2
	4. Refrigeradores Eficientes	26,5	3,7%	0,8%	308,1	35,2
	5. Aires Acondicionados Eficientes	1,8	0,2%	0,1%	20,7	2,4
	6. Lavarropas y Secarropas Eficientes	4,2	0,6%	0,1%	48,8	5,6
	7. Reacond. Térmico Viviendas	1,6	0,2%	0,0%	18,6	2,1
	Potencial Total Residencial	113	32,9%	7,5%	**1312**	**149,8**
COMERCIAL Y SERVIC	1. Iluminación Eficiente	9,2	3,6%	0,3%	107,0	12,2
	2. Mejoras en Alumbrado Público	5	1,9%	0,2%	58,1	6,6
	3. Calentadores de Agua eficientes	0,6	0,2%	0,0%	7,0	0,8
	4. Calentamiento de Agua Solar	3,2	5,4%	0,4%	36,9	4,2
	5. Refrigeradores Eficientes	7	2,7%	0,2%	81,4	9,3
	6. Aires Acondicionados Eficientes	4,7	1,8%	0,1%	54,7	6,2
	Potencial Total Comercial y Servicios	29,7	15,7%	1,3%	**345,1**	**39,4**
INDUSTRIAL	1. Motores Eléctricos Eficientes	4,9	0,5%	0,2%	57,0	6,5
	2. Variadores de Velocidad	7,3	0,7%	0,2%	84,9	9,7
	3. Mejoras tecn. Equipamiento Térmico	6,4	0,7%	0,2%	74,4	8,5
	4. Iluminación Eficiente	1,3	0,1%	0,0%	15,1	1,7
	Potencial Total Industria	19,9	10,5%	3,4%	**231,4**	**26,4**
	Potencial Total Eléctrico	**162**		Total	**1889**	**216**

Fuente: Elaboración propia en base al estudio publicado por DNE en 2011 denominado:
"Estudio de Potencial de Ahorro de Energía mediante mejoramientos en la Eficiencia Energética en Uruguay",

Siendo:
kTep: kilo toneladas equivalentes de petróleo.
% s/Res: el porcentaje de ahorro sobre el consumo del sector
% s/CFE: el porcentaje de ahorro sobre el consumo total del país
NGWh: Energía evitada en GWh ("negagigavatios hora")
NW medios: Potencia media evitada en MW ("negavatios")

Nótese que el potencial de Energía evitada resulta ser de 1,9 TWh/año, y potencia media evitada de 216 MW.
Considerando las pérdidas de T&D, la energía evitada en bornes de generación del sistema, resulta ser de 2,1 TWh/año, y potencia media evitada de 241 MW.

Siendo la demanda esperada (en bornes de generación) para el 2012, de 10,2 TWh, y que las pérdidas de trasmisión y distribución se estiman en 10,4%, se tiene una demanda esperada a nivel del consumo de 9,1 TWh. Por lo tanto **el potencial de**

ahorro de energía (1,9 TWh/año) se sitúa en el 20,4% del total de la energía consumida.

Nótese además que el **mayor potencial de ahorro se ubica en el sector residencial**, con un **69%** del total (149 MW_m en un total de 216 MW_m)

Existe otro estudio de potencial de Eficiencia Energética, elaborado por el Ing. Alfonso Blanco[xxxiv], cuyo resumen se muestra continuación:

	Potencial		
	kTep/año	% respecto al consumo eléctrico de 2008	% respecto al potencial total
Residencial	-89,0	-13,3%	50,0%
Público, Comercial & Servicios	-40,6	-6,1%	22,8%
Industria	-25,0	-3,7%	14,1%
Agro y Pesca	-3,2	-0,5%	1,8%
Cogeneración	-20,3	-3,0%	11,4%
Total	**-178,0**	**-26,7%**	**100,0%**

Este cálculo del potencial, ha sido elaborado en base el trabajo ya mencionado (Fundación Bariloche – DNE), pero agregando algunos criterios propios del autor, y adicionando el aporte del Sector Agro y Pesca, y de la Cogeneración.
Además ha incluido algunos ahorros de energía generados a partir de medidas inespecíficas como ser el cambio cultural, rediseño de usos y mejores prácticas en el uso de la energía.

Esta evaluación supone un potencial algo mayor al anterior, ya que los 178 kTep reportados por este estudio, representan **2,07 TWh**, es decir una potencia media evitada de **236 MWm,** lo que representa **en bornes de generación 263 MWm**.

<u>Cogeneración:</u>

Nótese la importancia de la Cogeneración como herramienta de generación eficiente de electricidad. En efecto, el autor ha tomado el potencial de cogeneración del país, de:

Sector comercial y servicios: 11,7 kTep (16 MW medios)
Sector industrial: 89,7 kTep (118 MW medios)

Como primer estimación el autor (Ing. Alfonso Blanco) asumió como viables desde el punto de vista económico y financiero, el 20% es decir 20,3 kTep que implican 27 MW medios.

Por otra parte, la DNE publicó en 2010 un estudio de potencial de cogeneración en Uruguay, desarrollado en conjunto con el Centro de Producción más Limpia de la Universidad de Montevideo, que reporta un potencial de cogeneración mucho mayor.
A continuación se muestran los potenciales detectados en dicho trabajo por sector:

Resultados preliminares de aplicación de las metodologías

Sector Industrial	(A) Con Comb. Adicional (MW)	(B) Sin Comb. Adicional (MW)	Promedio (A) y (B) (MW)	% del total del sector
Cemento	27.6	30.7	29.2	15%
Otras alimenticias	17.6	33.7	25.7	13%
Industrial Láctea	16.4	34.0	25.2	13%
Celulosa y Papel	15.2	30.9	23.1	12%
Frigoríficos	14.7	28.9	21.8	11%
Textil	10.9	21.5	16.2	8%
Madera	10.5	20.8	15.6	8%
Bebidas y tabaco	10.1	17.5	13.8	7%
Molinos	8.3	10.7	9.5	5%
Cuero	4.6	9.5	7.1	4%
Cerámica	5.0	7.3	6.2	3%
Química	2.6	4.9	3.8	2%
Metálicas Básicas	1.5	1.9	1.7	1%
Minero	0.2	0.5	0.4	0%
Total MW	**145.2**	**253.0**	**199.1**	**100%**

Sector Comercial y Servicios	Con Comb. Adicional (MW)	Sin Comb. Adicional (MW)	Promedio (A) y (B) (MW)	% del total del sector comercial
Salud	3.8	5.2	4.5	25%
Hoteles	2.4	2.9	2.6	15%
Otros servicios	7.5	9.6	8.6	48%
Administración Pública y Defensa	2.3	2.0	2.2	12%
Total MW	**16.0**	**19.7**	**17.9**	

Por tanto existe un importante potencial adicional al mencionado que podría ser explotado en la medida que resulten inversiones costo- efectivas, o bien se destinen recursos a promover o incentivar económicamente estas formas eficientes de generación de electricidad.

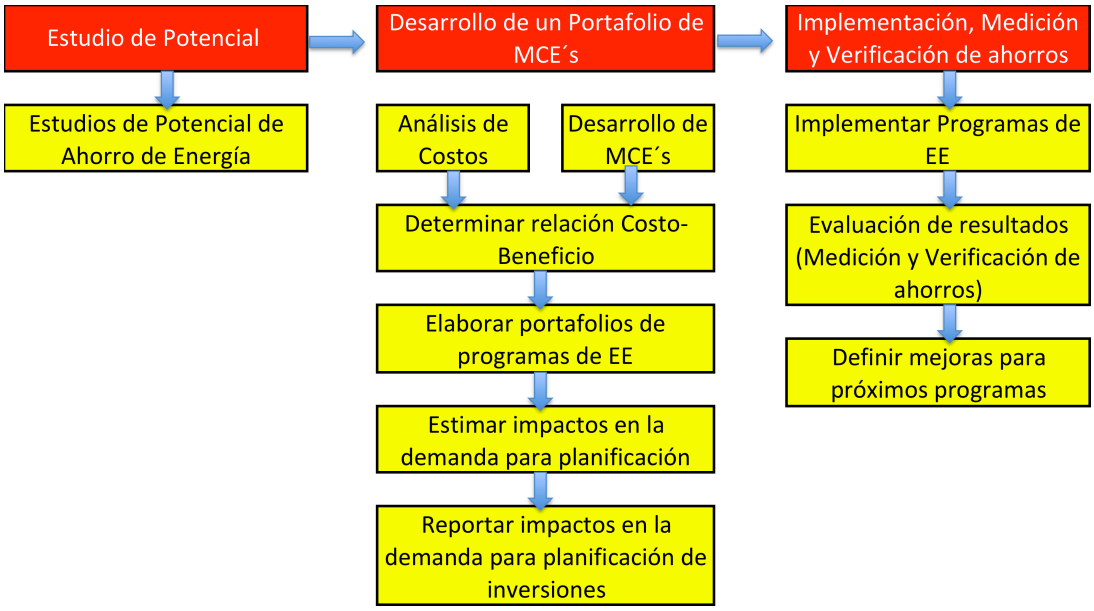
El presente trabajo se focaliza en las medidas de eficiencia energética mencionadas por el informe de Potencial inicialmente citado (FB-DNE), pero la misma metodología se puede aplicar para abordar otras MCE´s (como por ejemplo la cogeneración), a efectos de evaluar los posibles mecanismos de promoción, y calcular las relaciones costo/beneficio.

Asimismo se estudiará en detalle un posible programa para el sector residencial (que es el que representa el mayor potencial de ahorro de energía), mediante el incentivo directo a equipamiento eficiente, en base a ciertas premisas que se indicarán más adelante.

3.2.- Metodología de la EPA para la planificación de la EE

La guía para la planificación de proyectos de Eficiencia Energética, elaborado por la EPA ("Guide to Resource Planning with Energy Efficiency"[xxxv] Environmental Protection Agency USA), plantea una serie de pasos que resultan de interés considerar:

1.- Predecir el potencial de Eficiencia Energética mediante un estudio de potencial
2.- Calcular los beneficios económicos de la energía ahorrada a través de la metodología de los costos evitados
3.- Analizar las MCE´s (Medidas de Conservación de la Energía) y determinar su costo/beneficio.
4.- Elaborar un portafolio de programas para aplicar las MCE´s
5.- Estimar y reportar los impactos que tendrá el programa al sector planificación de inversiones de UTE, para que estas reducciones de demanda sean contempladas.
6.- Implementar el portafolio de programas, luego medir y verificar el resultado.



3.2.1.- Predecir el potencial de Eficiencia Energética mediante un estudio de potencial

En Uruguay se publicó en 2011 el estudio de Potencial de Eficiencia Energética el cual se mencionó previamente, identificando las MCE´s para cada sector, con la evaluación de la energía potencialmente evitable.

El potencial de EE es dinámico, ya que la tecnología evoluciona constantemente, y los costos energéticos también. Por lo tanto una tecnología ahorradora de energía puede no ser viable hoy, pero si muy rentable dentro de algunos años.

Véase por ejemplo el análisis del potencial de EE reportado en el libro "Reinventing Fire"[xxxvi] para USA del 2010 al 2050.

Sector Residencial, Comercial y Servicios (expresado en inglés como "Buildings" es decir edificios en el sentido amplio de la palabra):

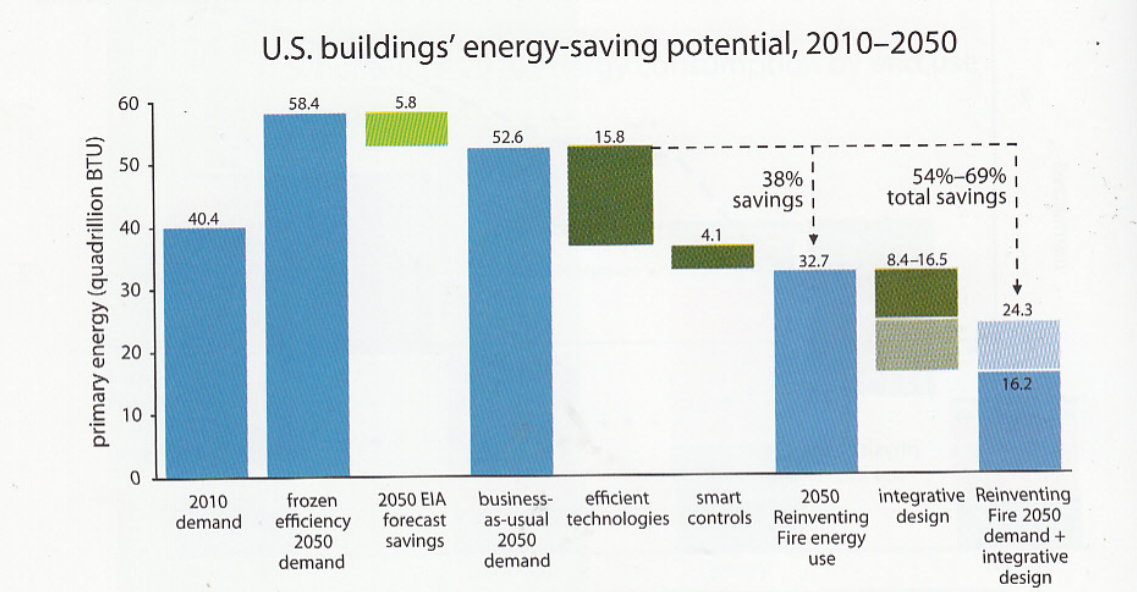


FIG. 3-6. The far-left bar shows that U.S. buildings used 40 quadrillion BTU of primary energy in 2010. More floorspace with the same energy-use intensity would use 58 quads in 2050, reduced to 53 by officially forecast savings (extrapolated to 2050) that don't count innovation or new policies. We next apply the National Academy of Sciences' findings on additional cost-effective efficiency and the American Council for an Energy-Efficient Economy's work on smart controls to reach 33 quads in 2050. Integrative design could then reduce this to 16–24 quads.[196]

Según esta opinión, el escenario tendencial ("business-as-usual") permitiría lograr una mejora en la eficiencia, aunque si se incorporarán nuevas regulaciones y tecnologías, se podría lograr un ahorro adicional del 38% de la energía consumida por el sector. A juzgar por dicho estudio, si además se incorporarán medidas más radicales de EE, como el diseño integrativo, el potencial de EE sería del 54% al 69%.

A continuación se muestra el cálculo económico de la costo-efectividad de la EE en este sector:

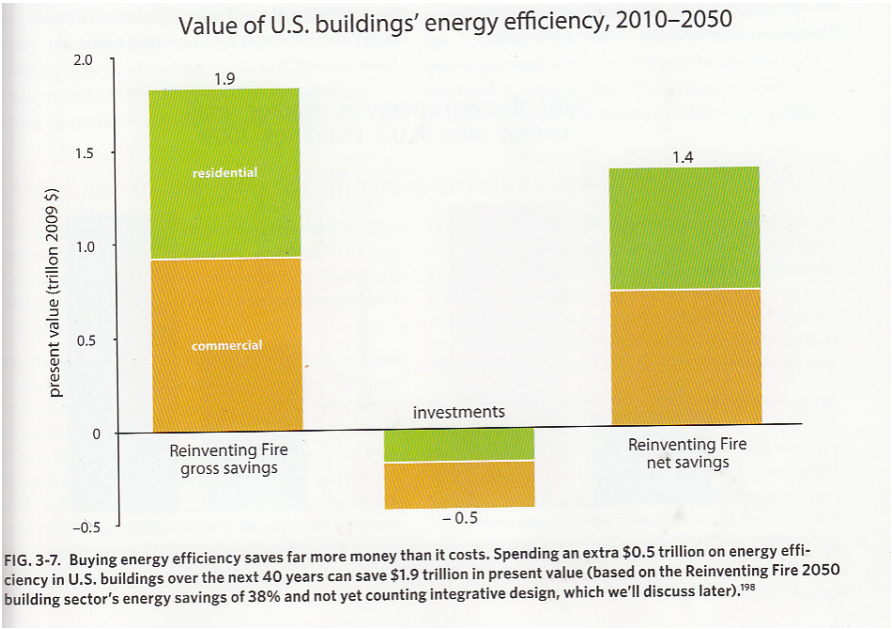


FIG. 3-7. Buying energy efficiency saves far more money than it costs. Spending an extra $0.5 trillion on energy efficiency in U.S. buildings over the next 40 years can save $1.9 trillion in present value (based on the Reinventing Fire 2050 building sector's energy savings of 38% and not yet counting integrative design, which we'll discuss later).[198]

Y para el sector industrial:

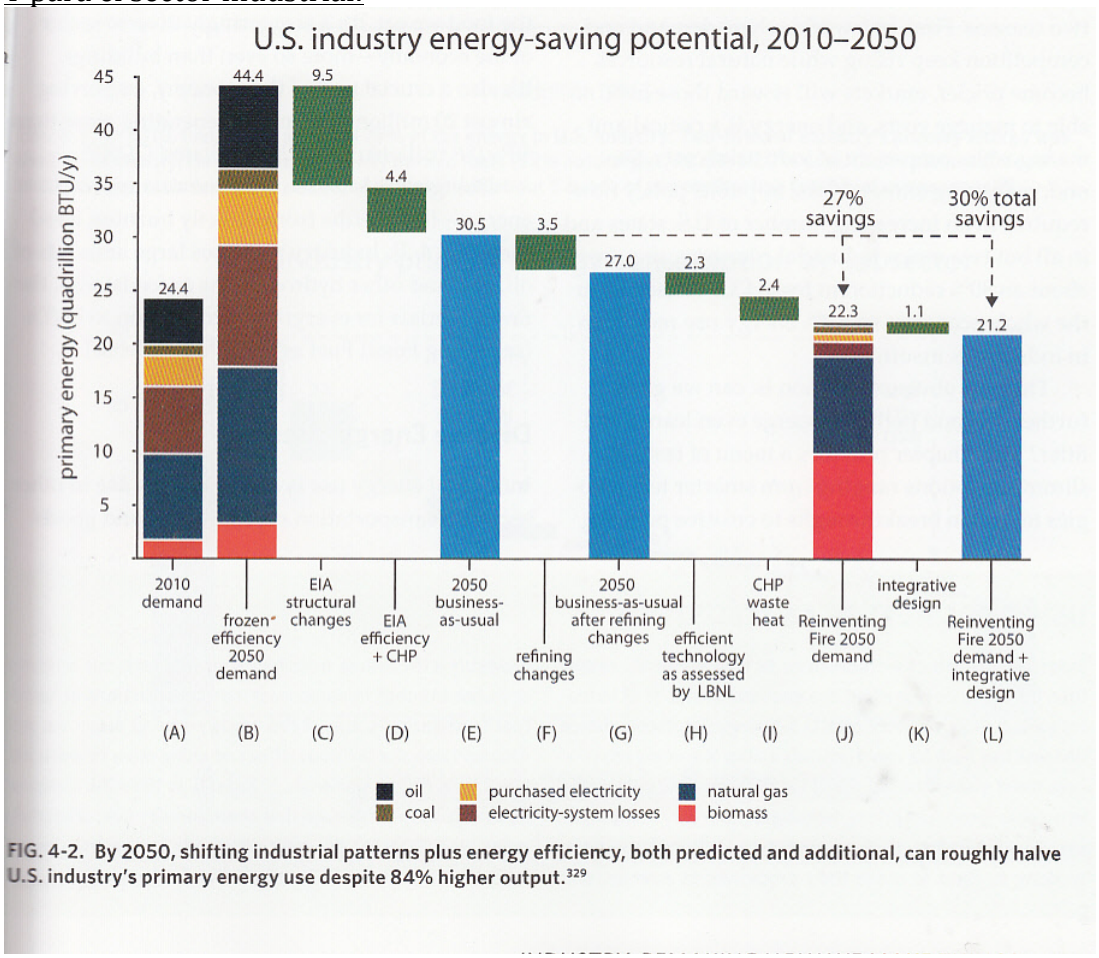


FIG. 4-2. By 2050, shifting industrial patterns plus energy efficiency, both predicted and additional, can roughly halve U.S. industry's primary energy use despite 84% higher output.[329]

Análogamente, el citado texto, estima que el potencial de ahorro de energía asciende del 27% al 30%.

A continuación se muestra el cálculo económico de la costo-efectividad de la EE en este sector:

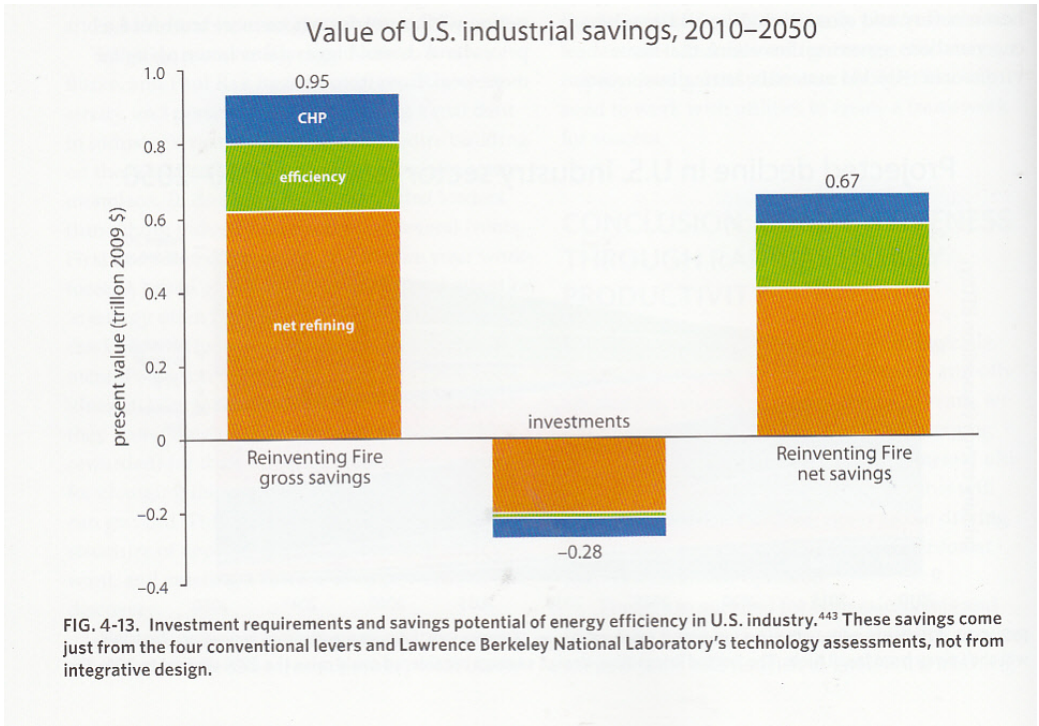


FIG. 4-13. Investment requirements and savings potential of energy efficiency in U.S. industry.[443] These savings come just from the four conventional levers and Lawrence Berkeley National Laboratory's technology assessments, not from integrative design.

3.2.2.- Calcular los beneficios económicos de la energía ahorrada a través de la metodología de los costos evitados

Se plantea calcular los costos evitados, que representan los beneficios económicos proyectados.

Los costos evitados deberían ser evaluados con un grado de detalle tal que reflejen todas las variaciones de costos, idealmente por zona y hora del año. Sin embargo es posible utilizar valores medios anuales si los mismos reflejan razonablemente bien, la reducción de costos.

En otros países es usual "monetizar" la reducción de gases de efecto invernadero, asignándoles un precio, y adicionando este valor al costo evitado.
Para el caso de Uruguay, y en el presente trabajo, este valor no será considerado como un beneficio económico directo. Sin embargo es posible que algún proyecto pueda ser incluido como programa de actividades en el mecanismo de desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto, en cuyo caso sí se podría monetizar este beneficio de carácter ambiental.
Si se considerará esta externalidad positiva, cuando se trate de evaluar el beneficio desde la perspectiva de la sociedad en su conjunto.

Dentro de los costos evitados que la metodología de EPA propone se encuentran:

Componente Evitado	Descripción
Energía Eléctrica	Simulación del CAD evitado (Incluir las pérdidas del sistema)
Capacidad de Generación	Evaluación de la postergación de inversiones en centrales de generación basada en pronósticos de carga total (Incluir pérdidas del sistema)
Servicios Auxiliares	Reducción de costos de servicios auxiliares relacionados con la reducción de energía y capacidad instalada
Capacidad de Trasmisión y Distribución	Postergación de inversiones en T&D para acompasar el crecimiento de la demanda Los costos evitados varían por zona dentro de cada compañía eléctrica, considerar que el pico de demanda esta correlacionado con el clima local
Cobertura de riesgos contra la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles	Puede o no estar considerado en el ahorro de energía. Puede incidir si la compañía eléctrica toma seguros para cubrirse contra riesgos de sobreprecios del petróleo.
Efectos en el precio de la energía por la reducción de la demanda	El precio Spot del mercado puede reducirse al bajar el consumo afectando a la baja el costo de toda la energía

Ahorros en agua, fuel oil calefacción, u otros insumos	Algunos ahorros pueden inducir otros, como por ejemplo, una menor generación, puede implicar un ahorro en el uso de agua para condensación, o un lavarropas eficiente, puede consumir menos agua.

En este trabajo no se incluirán todos esos beneficios, sino solamente los ya mencionados previamente.

3.2.3.- Precisión de las estimaciones

La precisión de las estimaciones de costos evitados no necesariamente deben llegar a fracciones de centavos de dólar por kWh evitado. Con proyecciones de largo plazo (10 a 20 años) es imposible predecir con exactitud la evolución futura de los precios de la energía.
Por lo tanto la metodología de cálculo debe ser transparente para que pueda ser verificada por todos los involucrados en el sector eléctrico, pero con un grado de complejidad y precisión adecuados para la correcta toma de decisiones.

El máximo detalle posible, sería evaluar para cada zona geográfica y hora del año, el costo evitado de energía y capacidad (T&D). Esto resulta demasiado complejo, y escapa al alcance de la presente tesis.

Los resultados de los cálculos se muestran en el capítulo anterior correspondiente, y como se ha dicho, para el presente trabajo, se evalúa en términos de costos medios evitados, expresados en USD/NMWh (dólares por negavatio-hora).

3.2.4.- Integración de los datos con la Planificación de Inversiones.

Una vez definido un portafolio de programas de Eficiencia Energética, el mismo debería ser integrado a la planificación de inversiones, tanto a nivel de Generación, como de Trasmisión y Distribución.

Esto permitirá que cada sector de la compañía eléctrica, programe las inversiones futuras, tomando en cuenta en la energía y potencia evitada.

Esta es la manera en la cual la Energía Evitada pasa a impactar realmente en las decisiones de inversión, y permite evitar inversiones innecesarias, si se considera el crecimiento esperado menos los Negavatios que “generará” el portafolio de programas de ahorro de energía.

3.2.5..- Consideraciones sobre la tasa de descuento a utilizar

La tasa de descuento a utilizar es un asunto polémico y no siempre se logra un consenso sobre el valor más adecuado. El concepto de la tasa de descuento permite evaluar el valor presente neto de un flujo de fondos.

Para el caso de inversiones en eficiencia energética, este valor es muy relevante, porque siempre se pretende evaluar cuál es el valor de invertir hoy una determinada cantidad de dinero, para obtener durante muchos años un beneficio económico.
El valor de esta tasa, es distinto según la perspectiva. Para una persona, para UTE o para un país en su conjunto, adquiere valores muy distintos.

Para el caso de personas (consumidores residenciales), este valor estaría vinculado a la tasa a la cual la persona puede acceder a un crédito bancario, y suele ser la más grande.

Para el caso de una empresa, la tasa de descuento sería la tasa de rentabilidad de otros proyectos alternativos que disponga. Así el empresario podría decidir en igualdad de condiciones si le conviene invertir en Eficiencia Energética, o en otra inversión productiva que le reporte una rentabilidad mayor.

En Uruguay, para el sector energético, en particular para UTE, es habitual que se tomen tasas de descuento del orden del 10% a 12%. (En este trabajo se toma 10%, tomando como referencia la tasa de descuento utilizada por el Ec. Daniel Larrosa en el trabajo "Documentos notas energéticas 2011"[xx]).

Para considerar la sociedad en su conjunto, la tasa es más reducida aún, ya que representa los beneficios para todo la sociedad en el largo plazo, reduciendo los riesgos al compartirlos entre toda la sociedad. Por tanto es la tasa más baja a considerar, se podría ubicar en un valor similar al que paga el estado en intereses en los bonos del tesoro de largo plazo en dólares.

Véase a continuación la tasa de descuento que recomienda utilizar la EPA[xxxvii] para los análisis de costo/beneficio en inversiones en Eficiencia Energética (en Estados Unidos):

Table 4-3. The Use of Discount Rates in Cost-Effectiveness Tests

Tests and Perspective	Discount Rate Used	Illustrative Value	Present Value of $1 a Year for 20 Years*	Today's Value of the $1 Received in Year 20
PCT	Participant's discount rate	10%	$8.51	$0.15
RIM	Utility WACC	8.5%	$9.46	$0.20
PACT	Utility WACC	8.5%	$9.46	$0.20
TRC	Utility WACC	8.5%	$9.46	$0.20
SCT	Social discount rate	5%	$12.46	$0.38

Source: Standard Practice Manual: Economic Analysis of Demand-Side Programs and Projects.

* This value is the same as not having to purchase $1 of electricity per year for 20 years.

Como se ve en la tabla, para las personas ("PCT" o "Participants") se asume un 10%, para la compañía eléctrica ("RIM" o "Utility") un 8,5%, y para la sociedad ("SCT" o "Social") en su conjunto un 5%.

En función de eso, se muestra cuanto vale hoy, que un usuario reciba durante 20 años 1 dólar. Para un persona, no vale USD 20 como se pensaría rápidamente, sino apenas USD 8,51, para una compañía eléctrica USD 9,46 y para un país en su conjunto USD 12,46.

Esto demuestra lo sensible que son los estudios de largo plazo a la tasa de descuento. En efecto, si analizamos una medida de eficiencia energética que permite ahorrar 1 dólar por año, invirtiendo 10 dólares inicialmente, vemos que la sociedad en su conjunto vería esta inversión como interesante, ya que invirtiendo USD 10, tiene un beneficio de USD 12,46.
Por el contrario, para una familia invertir 10 dólares hoy, le representan a valor presente apenas USD 8,51, por lo que no le convendría invertir en la misma desde esta perspectiva.

Es decir que resignar 10 dólares hoy (no disponerlos), para lograr un ingreso positivo de 1 dólar al año, durante 20 años, adquiere valorizaciones muy distintas según la perspectiva.

A efecto del presente trabajo se toman como hipótesis de trabajo, las siguientes tasas de descuento:

Perspectiva	Tasa de descuento
Consumidor	12%
UTE	10%
Sociedad en su conjunto (país)	7%

Nota: A efectos de definir la tasa de descuento social, se consultó a economistas[xxxviii] que han trabajado en evaluación social de proyectos en Uruguay, y de dichas consultas surgió como razonable la utilización de una tasa del 7% (en dólares) para Uruguay. Como se citó mas arriba en USA, la EPA sugiere utilizar una tasa de descuento social del 5%, en tanto que en Chile[xxxix] la tasa social de descuento utilizada a partir de 2011 es del 6%.

3.3.- Análisis de las MCE´s y determinación de la relación costo / beneficio.

Las medidas de conservación de la Energía son las acciones a implementar que permitan ahorrar energía, ya sea por la vía de la Eficiencia Energética, o bien por la incorporación de energías renovables distribuidas.

Se establecen PROGRAMAS, que focalizan un determinado segmento de usuarios o uso final de la energía que se pretende atacar.

Para cada MCE se estiman los ahorros en kWh (y también es posible calcular los kW retirados de la punta del sistema) y se calculan también sus costos de inversión asociados.

Es recomendable realizar estudios de M&V (medición y verificación), luego de implantados los programas para verificar si las estimaciones previas de ahorros fueron adecuadas, para lograr una retroalimentación que permita ir agregando certezas a los cálculos para futuros programas.

3.3.1.- Costos e impactos de las MCE´s

La implementación de una MCE ocurre idealmente cuando un usuario adquiere un electrodoméstico eficiente ya sea del sector residencial, comercial o industrial, o bien al realizar el diseño de una nueva instalación, que contenga criterios de eficiencia energética (ej. Uso de vidrios dobles para mejora de la aislación térmica).

Esta adquisición de un equipo eficiente puede ser realizada cuando el equipo existente ya esta al final de su vida útil o dañado (ej. Refrigerador roto, se debe comprar uno nuevo), o bien ser realizado antes de tiempo con el objetivo específico de ahorrar energía.
Estas 2 situaciones implican que los costos de la eficiencia energética varían.
Si un usuario debe comprar un refrigerador porque el actual se rompió, cuando sale al mercado a adquirir un nuevo, el costo de la eficiencia energética, es el costo incremental (diferencia de precios), entre un refrigerador estándar y uno muy eficiente (ej. Etiqueta energética clase A).
En cambio si un programa de eficiencia energética pretende motivar a los usuarios a sustituir por equipos que están aún en funcionamiento y con una larga vida útil por delante, el costo de la eficiencia energética ya no es el costo incremental sino el costo del nuevo equipo eficiente. (a lo sumo se podría evaluar un costo incremental considerando la pérdida de vida útil del equipo existente).

Algunos programas de otros países, incluyen campañas de retiro y reciclaje del equipo ineficiente e instalación del nuevo. Ej. retirar de un hogar un refrigerador antiguo, e instalar el nuevo eficiente, y luego proceder a la disposición final o reciclaje del equipo antiguo. En este tipo de programas el costo de inversión debe incluir los mayores costos asociados a fletes y disposición final.

Impactos de las MCE´s

Existen 3 métodos para estimar el impacto de las MCE´s.

1. Cálculos de Ingeniería y simulación de consumos de energía en edificios mediantes software de cálculo.

2. Bases de datos con información sobre MCE´s y consumos de electrodomésticos por clasificación energética.

3. M&V, es decir evaluando los ahorros logrados por campañas similares ya realizadas con datos concretos y objetivos de energía y potencia evitada.

3.3.1.1.- Análisis de los ahorros producidos por las MCE´s.

En primer lugar es necesario estimar el ahorro por MCE que se logrará, en términos de energía y potencia evitada.
Luego es necesario realizar ciertos ajustes como se explica a continuación.
Siguiendo la metodología de la EPA, la expresión para evaluar el ahorro logrado por una medida de conservación de la energía es:

$kWh_m = \Delta kWh_m \times NAB_m \times Instalaciones_m$

Siendo:
ΔkWh_m: Reducción anual de energía de la Medida m
NABm: Coeficiente de ajuste "Neto A Bruto" de la Medida m
Instalaciones m: Cantidades de instalaciones implementadas de la Medida m

3.3.1.2.- *Valor de* ΔkWh_m

En el caso de USA, las distribuidoras eléctricas que aplican programas de ahorro de energía a nivel de la demanda, deben recibir aprobaciones del regulador. Por ello en general existen bases de datos con metodologías aprobadas para cuantificar el ahorro anual de una determinada medida de ahorro de energía y por tanto pueden incentivar económicamente equipos eficientes, siempre que cumplan con determinados niveles de costo-beneficio.

Para el caso del estado de California, estos cálculos se realizan a partir de metodologías pre aprobadas, disponibles en: http://www.energy.ca.gov/deer/

Allí se pueden ver metodologías para evaluar ahorros de diversas MCE´S que van desde la sustitución de electrodomésticos eficientes (heladeras, lavavajillas, lámparas, etc). hasta implantación de equipos industriales como variadores de velocidad en bombas y ventiladores.

También existen cuantificaciones sobre los ahorros estimados que se logran por hacer auditorías energéticas a hogares o comercios (ya sean presenciales o en modalidad "on-line"), y también se deja abierta la posibilidad de evaluar proyectos que no contengan una metodología prevista, y que se puedan estimar caso a caso.

Para el presente trabajo, se tomará en general la estimación de ahorros realizada en el trabajo "Potencial de Eficiencia Energética del Uruguay" ya citado, y en algunos casos el autor formulará algunas estimaciones concretas.

3.3.1.3.- Coeficiente NABm

El coeficiente NABm, es el cociente del ahorro logrado por la medida m, excluyendo las instalaciones de la medida m, que se hubieran realizado en ausencia del programa de incentivos a la eficiencia energética.
Por ejemplo con el plan solar en vigencia, habrán usuarios que reciban el incentivo ofrecido por UTE, que hubieran instalado un colector solar aún sin incentivo.
El sentido de este factor de ajuste, es valorar la verdadera eficacia del programa, y no contabilizar los beneficios que igual se hubieran tenido sin un programa de promoción o fomento de proyectos de ahorro de energía.

Cuando se lanza un programa de EE, y se lo promociona, existen 3 tipos de usuarios que implementan esa medida de conservación de la energía:

a) Participantes motivados por el programa: Son los que participan instalando una MCE, y lo hacen por la existencia del beneficio y la promoción que se otorga en ocasión del programa.
b) Participantes "automotivados": Son los que participan instalando una MCE, aprovechando el beneficio y la promoción que se otorga en ocasión del programa, pero que pensaban realizar la inversión de todos modos, y aprovechan el beneficio, aunque sin incentivo alguno, igual hubieran logrado la reducción de energía.
c) No Participantes motivados por el programa: Son los consumidores expuestos al programa, que instalando una MCE, no solicitan el beneficio económico disponible (por falta de interés o información). Lo hacen "contagiados" por la difusión del programa, o por "copiar" a un vecino que lo hizo, pero no tienen un costo directo en el programa pero si contribuyen al beneficio logrando un ahorro adicional de energía sin un costo directo del programa.

Estos 3 casos de usuarios de energía, determinan la necesidad de evaluar el costo/beneficio del programa, pero considerando estos 3 comportamientos diversos.

Por ejemplo un NAB_m=80%, implica que por cada 100 incentivos pagados, existen 20 que hubieran hecho la inversión sin el incentivo. Por tanto cada 100 incentivos, sólo 80 provocaron la incorporación de la MCE, ya que otros 20 usuarios lo hubieran hecho de todos modos.

En el caso de USA, en donde se han corrido muchos programas de este tipo, se ha podido medir mediante encuestas y estudios el coeficiente NAB. Una de las maneras de medir este coeficiente es la realización de encuestas consultando a los entrevistados que implementaron una MCE, para conocer si lo hicieron por la existencia del programa o no.

Nota: En el capítulo 5.6.2.- se muestra el ejemplo de un portafolio de programas de la distribuidora de California (USA), South California Edison. En este ejemplo se listan diversas MCE´s incentivadas, con sus costos, coeficientes NAB, vida útil, ahorros esperados, etc.

3.3.2.- Determinación de la relación Costo/Beneficio

La relación costo/beneficio de los programas de Eficiencia Energética pueden ser analizadas desde distintas perspectivas:

- Punto de vista de la compañía eléctrica
- Punto de vista del consumidor
- Punto de vista de la sociedad en su conjunto.

El punto de vista de la compañía eléctrica debe ser consistente con la planificación de recursos que apunta a minimizar los costos totales de la empresa, a efectos de brindar el servicio al mínimo costo posible.

El punto de vista del consumidor, tiene que ver con la ventaja económica y el repago que observará de su inversión al realizar compras de equipos que ahorren energía.

También es necesario evaluar el impacto de los programas, en los consumidores no participantes. Es decir aquellos que no se ven beneficiados directamente, ya que no incorporan MCE´s y no tendrán un ahorro de energía. Estos "no participantes" al pagar mensualmente su cuenta de electricidad, contribuyen a pagar los costos totales de la compañía eléctrica. Por tanto se hace necesario evaluar si los "no participantes" se verán afectados por estos programas, lo que significa evaluar si las tarifas de UTE en general se verán afectadas o no, a causa de los programas de EE.

El punto de vista de la sociedad en su conjunto, mide la relación costo/beneficio desde la óptica "país" y pretende realizar un análisis social que permita verificar la contribución de los programas de EE al bienestar general de la sociedad.

La guía de la EPA, define 5 tests, que permiten evaluar estos puntos de vista:

TCP: **Test de Costo del Participante**: Mide el impacto económico del usuario de energía que participa del programa al adoptar una MCE. Es decir el costo/beneficio del consumidor al invertir en ahorro de energía.

CAP: **Costo del Administrador del Programa**: Mide la relación costos/beneficio del Administrador del Programa. (El administrador generalmente es la propia compañía eléctrica (UTE en Uruguay), pero podría ser el ente regulador o ministerio de energía). Mide el costo/beneficio de invertir (incentivar económicamente equipos, etc.) en fomentar el ahorro de energía a nivel de la demanda..

ITU[5]: **Impacto en las Tarifas de UTE**: Mide la relación costo/beneficio de la compañía eléctrica incluyendo el resultado neto de vender menos energía. Permite estimar el impacto de los programas de eficiencia energética en las tarifas de UTE. El autor de este trabajo ha considerado oportuno fijar como hipótesis de trabajo este valor en 1 (sin impacto en tarifas), es decir ITU=1, y en función de ello definir los niveles de incentivo a las distintas MCE. (para ello, ha redefinido el índice denominándolo ITUCR, que significa Impacto en Tarifas de UTE a Costos Reales).

CTR: **Costo Total de los Recursos**: Mide la relación costo/beneficio de los usuarios y la compañía eléctrica en conjunto, midiendo los costos totales (participantes y administrador del programa) y los recursos ahorrados por la compañía eléctrica. (en este trabajo no se considerará este índice).

CSC: **Costo de la Sociedad en su Conjunto**: Mide el beneficio económico del país en su conjunto, se incluyen los beneficios indirectos como ser beneficios

[5] La metodología de la EPA define este indicador de tal manera que el test puede resultar menor a 1, pero esto no implica necesariamente la necesidad de un incremento de tarifas, ya que los equilibrios económicos se van produciendo a lo largo del tiempo, en función de los costos evitados, y la pérdida de recaudación. Como se verá luego, el autor ha redefinido este coeficiente, procurando evaluar el impacto en tarifas cuando se vende menos energía.

ambientales, y los beneficios no energéticos (aumento del empleo y producción local, mejora de la balanza comercial al reducir importaciones de petróleo, etc).

Perspectiva	Pregunta a responder
Test de Costo del Participante (TCP)	Es económicamente conveniente para el usuario invertir en Eficiencia? Es relevante para el, participar en el programa que promueve la compañía?
Test de Costo del Administrador del Programa (CAP)	Es económicamente beneficioso para la compañía eléctrica la aplicación del programa?
Test de Impacto en las Tarifas de UTE (ITU)	Cual es el impacto del programa en el margen operativo de la empresa eléctrica? El programa requiere un incremento en tarifas para solventar los costos que le permitan a la compañía eléctrica mantener su margen operativo?
Test de Costo Total de los Recursos (CTR)	Son mayores los beneficios que los costos para el conjunto de los consumidores y la compañía eléctrica? (independientemente de quien lo paga y quien recibe los beneficios) A nivel país se gastará más o menos dinero para pagar los costos de la electricidad?
Test de Costo de la Sociedad en su Conjunto (CSC)	Cual es el beneficio total de la comunidad en su conjunto, incluyendo los beneficios indirectos? Son los beneficios mayores a los costos incurridos (independientemente de quien paga y quién recibe los beneficios)?

Los costos y beneficios a incluir en cada test son los siguientes:

Perspectiva	Beneficios	Costos
Test de Costo del Participante (TCP)	Incentivos económicos + ahorro en facturas de energía	Costo de inversión
Test de Costo del Administrador del Programa (CAP)	Costos evitados por la compañía eléctrica (o Administrador del Programa)	Costo incurrido por la compañía en los programas de Eficiencia Energética (incluyendo su administración) como ser incentivos a equipos eficientes, etc.
Test de Impacto en las Tarifas de UTE (ITU)	Costos evitados por la compañía eléctrica	Costo incurrido por la compañía en los programas de Eficiencia Energética + Pérdida de la compañía eléctrica por la menor venta de energía
Test de Costo Total de los Recursos (CTR)	Costos evitados por la compañía eléctrica	Costo incurrido por la compañía en los programas de Eficiencia Energética (excluyendo incentivos

		a los usuarios), más el costo neto de los usuarios
Test de Costo de la Sociedad en su Conjunto (CSC)	Costos evitados por la compañía eléctrica, más las externalidades positivas del programa	Costo incurrido por la compañía en los programas de Eficiencia Energética (excluyendo incentivos a los usuarios), más el costo neto de los usuarios

En función de ello, se evalúan los costos y beneficios, a Valor Presente Neto, considerando la vida útil y el coeficiente NAB, incluyendo en cada caso los costos y beneficios en base a la siguiente tabla:

Componente	TCP	CAP	ITU	CTR	CSC
Costos evitados de Capacidad y Energía		Beneficio	Beneficio	Beneficio	Beneficio
Costos evitados en otros recursos				Beneficio	Beneficio
Beneficios No Energéticos					Beneficio
Costo Incremental de equipos e instalación	Costo			Costo	
Costos de Administración/Marketing		Costo	Costo	Costo	Costo
Incentivos pagados	Beneficio	Costo	Costo		
Ahorros monetarios en las facturas de electricidad usuarios	Beneficio		Costo		
Pérdida neta de la compañía eléctrica por menor venta de Energía			Costo		

Esta guía de la EPA ha sido adoptada por el autor de este trabajo, pero haciendo algunas modificaciones que son:

- El CTR no será utilizado.
- El ITU, se modifica, y se pasa a denominar ITUCR (Impacto en Tarifas de UTE a Costos Reales), es decir considerando que la pérdida de recaudación de UTE es valorizada a tarifa variable asincerada (esto se explicará mas adelante).
- El CSC es calculado mediante la utilización de la metodología de evaluación social de proyectos, es decir utilizando precios de cuenta.

3.3.2.1.- Valores a utilizar

Costos evitados de Capacidad y Energía

Este valor fue estudiado en profundidad en apartados anteriores (ver 2.4) , y se tomará como valor promedio del beneficio de la energía evitada a razón de USD 201,47/NMWh en bornes de la demanda. Es decir **201,47 dólares por MWh evitado** en el sitio del consumo.

Costos evitados en otros recursos

En la metodología de EPA se cuentan costos evitados en otros recursos, como por ejemplo el ahorro de agua, cuando se sustituye un lavavajilla o lavarropas por uno más eficiente, que naturalmente logran una reducción del consumo de agua.

Otro ejemplo es la instalación de lámparas eficientes, con mayor vida útil. En estos casos el ahorro de mano de obra para el recambio futuro de las lámparas quemadas se reduce sustancialmente, generando así un ahorro en recursos humanos.

A efectos de este trabajo, **se asignará valor 0 a este costo evitado** (es decir que no serán computados beneficios adicionales por este concepto).

Beneficios No Energéticos (BNE) y Evaluación Social de Proyectos

Ya se explicitó en apartados anteriores la metodología a aplicar para su cálculo, en base a los "precios de cuenta" (ver 2.5.1.2).

Costo Incremental de equipos e instalación

Según el tipo de programa de eficiencia energética, se deberán contabilizar costos distintos.
Si el proyecto apunta a lograr la adquisición de electrodomésticos nuevos pero de alta eficiencia, interesa evaluar el costo incremental del equipo. En otras palabras cuanto dinero adicional se requiere para pasar del dispositivo estándar, o el que erigiría el usuario común vs. el equipo de alta eficiencia.

Por otro lado, si el programa pretende lograr que los usuarios eliminen un equipo ineficiente, pero que esta en uso y su vida útil no esta agotada ("reemplazo temprano"), debería considerarse el costo total del equipo eficiente y no el costo incremental.

Por otro lado, en muchos casos es necesario considerar otros costos que la MCE implica, como ser el desmantelamiento del equipo antiguo, su reciclado o disposición final y la instalación del equipo nuevo.

Por tanto el costo directo de la MCE depende en cada caso del tipo de programa que se esta analizando, y se utilizarán valores de mercado relevados de locales o anuncios en la prensa.

En las estimaciones que se muestran más adelante, se utilizará en todos los casos el costo incremental de la incorporación del equipo eficiente, en base a consultas de

mercado realizadas, y lectura de las ofertas locales de electrodomésticos. Deben ser consideradas como simples estimaciones iniciales, las cuales deberán ser verificadas en caso de que se desee lanzar un programa de estas características.

Cabe resaltar que observando experiencias de otros países, se suelen licitar equipos eficientes, de tal manera que entren en una lista corta, ciertas marcas y modelos. La selección es realizada por la compañía eléctrica, y se busca lograr economía de escala, bajando precios para los usuarios finales. Lo que se logra es que los proveedores para poder entrar en dicha lista corta bajan sus precios, ya que luego gozarán de difusión y además sólo esos equipos serán pasibles de percibir el incentivo económico, lo cual genera una clara ventaja competitiva para ellos.

Costos de Administración/Marketing

Cada programa de ahorro de energía requiere de una campaña de difusión y marketing para asegurar su éxito.

Por otro lado, es necesario administrar el programa, que requiere de recursos humanos y materiales destinados a tal fin.

A efectos del presente trabajo, se tomará como estimación inicial de costos de administración y marketing, un **15%** del costo de los incentivos o aportes directos que la compañía eléctrica entrega.

3.3.2.1.1.- Incentivos pagados

En general los programas de eficiencia energética, orientados a impactar sobre el lado de la demanda, incluyen aportes o incentivos directos, pagados por la compañía eléctrica (o administrador del programa) a los usuarios de electricidad.

El objetivo de estos incentivos monetarios, es justamente convencer a los clientes para que adquieran equipos eficientes, y en general procuran cubrir total o parcialmente la brecha entre el costo del equipo eficiente y el estándar.

El éxito de los programas de eficiencia energética radica en gran medida en el diseño de estos incentivos, los cuales a su vez deben ser equilibrados de tal manera de nos gastar más de lo necesario.

En algunos casos convendrá otorgarle el incentivo directamente al consumidor final, mientras que en otros casos, la experiencia internacional, muestra que puede resultar más conveniente pagarlo directamente a los proveedores de los equipos eficientes.
Es práctica usual en otros países, realizar licitaciones para seleccionar 1, 2 o 3 proveedores de determinado equipo eficiente, mediante un concurso, que pondera eficiencia y precio. De este modo, los ganadores son los elegibles para proveer los equipos y recibir el incentivo. Así, estos proveedores compiten en precio y eficiencia, y de ganar, se aseguran una mayor escala de mercado, ya que serán muchos los usuarios que les compren estos equipos incentivados.
Por otra parte se debe guardar un equilibrio adicional tal que mientras se promueve la eficiencia, no se encarezca la tarifa perjudicando a los usuarios no participantes del programa.

3.3.2.1.2.- Nivel de Incentivos evitando incrementos de tarifas

En los programas que se propondrán más adelante se buscará delinear niveles de incentivos a ser pagados por la compañía eléctrica, siguiendo esas pautas de equilibrio.
Es decir procurando que no sea necesario incurrir en costos de tal magnitud que obliguen a la compañía eléctrica a incrementar tarifas a todo el universo de usuarios para costear los incentivos y la pérdida de recaudación producto de la menor venta de energía.

Esta condición no es la que prima en otras partes del mundo. En efecto, los programas de la SCE y de otras compañías de USA, permiten cierto nivel de incremento en tarifas, si se logran otros objetivos, como el de lograr que el CTR (costo total de los recursos) disminuya.

Por otra parte, considerando que los BNE (beneficios no energéticos como la reducción de importaciones de petróleo, creación de empleo, aumento de la inversión, etc.) para la sociedad en su conjunto son relevantes, cabría considerar el aporte de dinero desde la sociedad en su conjunto a las MCE. Esto podría ser realizado, vía transferencia de partidas presupuestales, o vía renuncias fiscales, como por ejemplo, la eliminación del IVA (Total o parcial) a los equipos eficientes. Este análisis no será abordado en el presente trabajo por su complejidad, por lo que correspondería evaluar en futuros estudios, el aporte posible desde la sociedad en su conjunto (y no sólo desde la compañía eléctrica) a la eficiencia energética, para dinamizar la rápida implantación del ahorro de energía.

Partiendo entonces, de la premisa de crear programas de ahorro de energía que no impacten en alzas de tarifas se debe cumplir la siguiente condición:

Costos del programa + Pérdida neta de ingresos <= Beneficios

$$\frac{Incentivo \times SCA}{NAB_{\mathrm{m}}} + VPN\ (Pérdida\ neta\ ingresos) \leq VPN\ (Beneficios)$$

Siendo:
Incentivo: Cantidad de dinero en USD/unidad, que la compañía eléctrica dispondrá para cada MCE
SCA: Es el coeficiente de Sobrecosto Administrativo (de administración y marketing del programa), que se fijará en este trabajo en 15% (SCA=1,15).
NAB_m: Coeficiente Neto a Bruto, que se estimará para cada MCE.
VPN (Pérdida neta de ingresos): es el valor presente de la pérdida de ingresos de la compañía eléctrica, por la menor venta de energía, durante la vida útil de la MCE, calculados a la tarifa variable no energizada (USD 0,141/MWh[6] para la tarifa residencial).
VPN (Beneficios): es el valor presente de los beneficios que percibe la compañía eléctrica, durante la vida útil de la MCE, por la energía evitada, valorada a USD 201,47/NMWh).

[6] Ver apartado siguiente "pérdida neta la compañía eléctrica por menores ventas de energía".

Por tanto, para cada MCE es necesario, estimar la energía anual evitada, el coeficiente NAB y la vida útil del equipo.

3.3.2.1.3.- Ahorros monetarios en las facturas eléctricas de los usuarios

El valor monetario de la energía evitada para los usuarios es simplemente la energía por la tarifa correspondiente.
El mix de clientes de UTE fue en 2011 el siguiente:

Composión y consumos de la cartera de clientes de UTE

año 2011	consumo básico residencial	residencial	doble horario residencial	general	doble horario general	medianos consumidores	grandes consumidores	zafral	alumbrado público	TOTAL
MWh/mes	17.278	227.084	27.141	60.346	1.743	116.999	186.079	5.896	20.150	663.745
Nº Clientes	157132	998316	35892	102147	1123	12240	430	380	10300	1317960
kWh/mes/cliente	110	227	756	591	1553	9558	432742	15506	1956	504

Fuente: Datos obtenidos de la DNE, promedios año 2011

Para una simplificación del análisis, se aplicarán los siguientes criterios:

Sector Residencial: precio de la energía correspondiente al 2º escalón de la tarifa residencial simple IVA incluido. Esto es razonable ya que esta tarifa contiene el 84% de los clientes del sector y su consumo medio es de 227 kWh. Dado que el 2º escalón tarifario va de 101 kWh/mes a 600 kWh/mes, parece sensato utilizar como referencia este precio de la energía ($4,287+IVA/kWh a febrero 2012), es decir USD 0,2615/kWh.

Nota: este trabajo se focalizará solamente en las MCE´s del sector residencial (y a tarifa Residencial Simple), razonamientos similares deberían aplicarse al resto de las categorías tarifarias que se quieran analizar.

3.3.2.1.4.-Pérdida neta de la compañía eléctrica por menor venta de Energía

3.3.2.1.4.1.- Introducción

Cuando la compañía eléctrica tiene que realizar importantes desembolsos en financiar o incentivar económicamente proyectos de ahorro de energía para sus clientes, resulta relevante entender como dichos gastos impactarán la economía de la empresa eléctrica. O lo que es lo mismo, como impactarán en las tarifas eléctricas, (partiendo de la premisa de que en principio, al tratarse de un servicio público regulado, los impactos sean positivos o negativos se trasladarán a tarifa).

Si estos gastos e inversiones reducen los ingresos de la empresa eléctrica pero reducen aún más sus costos, es claro que la empresa se beneficia, por lo que se podrá esperar una baja de las tarifas a mediano plazo. En contrapartida, si el proyecto genera costos que no se equilibran con los beneficios, la empresa estará perdiendo dinero respecto a la situación base, por lo que requerirá un incremento tarifario para estabilizar sus cuentas.

Para evaluar este aspecto se hace necesario comprender cuanto pierde la compañía eléctrica cuando sus ventas de energía bajan a raíz de los proyectos de eficiencia energética.

UTE es una empresa de carácter comercial, por lo que en principio tiene como uno de sus objetivos básicos, la rentabilidad.

Dicho esto, es menester resaltar el carácter público de la empresa, lo que la lleva a tener otros objetivos, generales y que tienen que ver con su contribución al bienestar de la sociedad en su conjunto.

A modo de ejemplo, en la memoria anual de UTE en su versión 2010, se señalan diversas acciones que contribuyen a la "generación de valor público", destacándose entre ellas la promoción de la eficiencia energética en todos los sectores de actividad.

Este apartado sin embargo, pretende analizar el impacto económico que tendría para UTE la implantación de proyectos de eficiencia energética y ahorro de energía, desde el punto de vista estrictamente económico y financiero.

Es decir, que se pretende contestar la pregunta de cuánto gana o pierde UTE como empresa, cuando se evita una determinada cantidad de energía a nivel de la demanda.

3.3.2.1.4.2.- Análisis del impacto económico de la reducción de la demanda en las cuentas de UTE.

Al vender menos energía, UTE sufrirá un pérdida de facturación por cada MWh evitado.
En principio, resulta inmediato monetizar esta pérdida de recaudación aplicando la tarifa vigente para cada tipo de usuario, al ahorro de energía logrado.

Sin embargo este camino resulta en una simplificación que no permite sacar conclusiones adecuadas, tal como se verá más adelante.

Desde el punto de vista económico, a tarifas medias, la facturación de UTE se compone de la siguiente manera:

Composión de la Facturación de UTE, según tarifa media 2010

año 2011	consumo básico residencial	residencial	doble horario residencial	general	doble horario general	medianos consumidores	grandes consumidores	zafral	alumbrado público	TOTAL
MWh/mes	17.278	227.084	27.141	60.346	1.743	116.999	186.079	5.896	20.150	663.745
USD/MWh	136	224	167	217	229	169	109	164	230	
Facturación MMUSD/año	28	610	54	157	5	237	244	12	56	1403
Facturación (%)	2%	44%	4%	11%	0%	17%	17%	1%	4%	100%

Fuente: Tarifa media según UTE en cifras 2010, Consumo por categoría según DNE para el año 2011

Estructura de costos vs. estructura tarifaria de UTE

Al observar la estructura de costos, y la estructura tarifaria de UTE, rápidamente se advierte una divergencia entre los costos fijos y los costos variables en relación a los componentes fijos y variables de las tarifas.

Sin pretender realizar un examen exhaustivo de este particular, se ha realizado un análisis preliminar de los estados de resultados de UTE[xl], de los años 2008 al 2011.

	MMUSD				% sobre ingresos de UTE				
Resumen ingresos y costos operativos UTE	2011	2010	2009	2008	2011	2010	2009	2008	Promedio
Total ingresos	1545	1601	1291	888	100%	100%	100%	100%	100%
Compra energía y materiales energeticos	758	330	897	832	49%	21%	70%	94%	58%
Otros costos explotación	384	381	319	245	25%	24%	25%	28%	25%
Gastos Adm y Ventas	270	290	219	159	17%	18%	17%	18%	18%
Total Costos	1411	1000	1434	1236	91%	62%	111%	139%	101%

*Fuente elaboración propia en base a estados de resultados obtenidos de memorias anuales de UTE, excluyendo resultados financiero

Considerando como aproximación que los costos fijos del ente son los Gastos de Administración y Ventas + Otros costos de explotación, se obtiene que la relación costos fijos vs. totales es la siguiente:

Estructura de costos 2008 a 2011 UTE*

Costos fijos / Total de costos	45%
Costos variables / Total de costos	55%

*Fuente elaboración propia en base a estados de resultados obtenidos de memorias anuales de UTE, excluyendo resultados financiero

Sin embargo al analizar la estructura tarifaria de UTE, se observa el siguiente resultado para el caso de la tarifa residencial simple:

		$/mes		USD/MWh		
Pot (kW)	kWh/mes	TOTAL	VARIABLE	variable	total	% variable/total
3,7	227	1127	851	192	255	75%
3,7	400	1869	1593	204	240	85%
5,5	600	2801	2450	209	239	87%
6,6	900	4291	3895	222	245	91%

Elaborado según pliego vigente en enero 2012, Tarifa Residencial Simple valores sin IVA

Nota 1: si se realiza el mismo cálculo para el resto de las tarifas de UTE, en todos los casos se observan altos componente variables.
Nota 2: 227 kWh/mes, es el resultado del consumo medio por cliente en la tarifa Residencial Simple, de acuerdo a los datos obtenidos de la DNE.

De acuerdo a consultas realizadas en UTE[xli] (gerencia de estudios tarifarios), esto es efectivamente así. Las componentes fijas de la estructura de costos de UTE se "energizan" en la tarifa.
Esta es una estrategia típica de las distribuidoras de electricidad del mundo, que busca evitar imponer costos fijos importantes en el costo del servicio eléctrico.

De manera que es posible estimar la estructura tarifaria "asincerada", si en la misma se reflejarán los componentes fijos y variables de los costos de la empresa eléctrica (sin "energizar").

Como una primer aproximación, se muestra a continuación el resultado de desdoblar dicha tarifa, de manera que solamente el 55% de la tarifa sea variable. Esta tabla ha sido confeccionada para el consumo medio de la tarifa Residencial Simple del año 2011 (227 kWh/mes).

Estructura de la Tarifa Residencial Simple "asincerada", para el consumo medio

		$/mes		USD/MWh			
Pot (kW)	kWh/mes	TOTAL	VARIABLE	variable	fijo	total	% variable/total
3,7	227	1127	625	141	114	255	55%

De manera que la tarifa "asincerada" que debería considerarse a estos efectos, para el caso de la tarifa Residencial Simple, es de USD 141/MWh (sin IVA).

Estructura tarifaria de UTE a utilizar para la presente estimación

Si la tarifa de UTE a utilizar para evaluar la pérdida de recaudación, es la existente con la actual estructura, (que contiene costos fijos energizados), debería utilizarse para el caso del sector con tarifa Residencial Simple, USD 192/MWh como valor variable medio.

Esto significa que cada vez que UTE vende 1 MWh más, recauda USD 192 adicionales. Sin embargo si la tarifa reflejara los costos, debería recaudar USD 141 adicionales para mantener el mismo resultado operativo. Esa distorsión por contar con tarifas "energizadas" se va ajustando a lo largo del tiempo, mediante incrementos diferenciales en cada ajuste tarifario para intentar reflejar siempre los costos en cada segmento tarifario.

Del mismo modo, vale preguntarse que ocurre cuando se vende 1 MWh menos?

Si se deseará mantener el margen operativo de UTE, se deberían facturar USD 141 menos, y no USD 192, por los mismos argumentos expresados antes.

Por tanto, si la estructura tarifaria fuera la "asincerada" que representaría mejor los costos de la empresa eléctrica, cada vez que UTE vende 1 MWh más, recaudaría USD 141 adicionales comparado con la situación previa y viceversa.

Dado que las tarifas actuales no reflejan adecuadamente los costos de la empresa eléctrica, lo que corresponde utilizar es la tarifa "asincerada". De hecho según conversaciones mantenidas con la gerencia de estudios tarifarios, sería esperable que las tarifas vayan convergiendo paulatinamente a reflejar mejor los costos, y evitar así la componente fija "energizada" en la tarifa.

Por lo tanto, para evaluar el impacto en el resultado operativo de UTE, por la reducción de ventas de energía, se considerará que la pérdida de ingresos es a la tarifa asincerada, es decir el componente variable (sin energizar) mostrada en la tabla de más arriba, o sea:

Sector Residencial: USD 141/MWh (Sin IVA).

3.3.2.1.4.3.- Ejemplo Ilustrativo.

Como resulta de cierta complejidad interpretar porque debe utilizarse la tarifa "asincerada", en lugar de la tarifa regulada ("energizada"), el autor considera de

interés mostrar con un ejemplo simplificado y ajeno a la industria eléctrica como actúa esta distorsión en las tarifas.

Supóngase una empresa LA LEÑERA S.R.L., que distribuye leña para uso doméstico, y que vende la leña a domicilio de la siguiente forma:

"Tarifa Energizada"		
Precio de Venta	1000	$/ton
Precio Flete fijo	200	$ por viaje
Precio Leña	800	$/ton

O sea, la tonelada de leña la cobra a $800, y el flete es fijo y vale $ 200 cada viaje independientemente de la cantidad.

Ahora, veamos la estructura de costos de esta empresa por tonelada vendida:

Concepto	$	%
Costo total	1000	100%
Costo Flete	400	40%
Costo Leña	500	50%
Utilidad (10%)	100	10%

Como se ve, dentro del precio total de $1000 por tonelada, $ 400 es el costo de flete, $500 el costo de la leña comprada, y $100 son la utilidad del comerciante.

Aquí se observa una distorsión entre la estructura de costos y la tarifa a la cual se vende la leña. Si la tarifa fuera acorde a los costos, se obtendría un esquema de precios como se muestra a continuación:

"Tarifa Asincerada"		
Precio de Venta	1000	$/ton
Precio Flete fijo	450	$ por viaje
Precio Leña	550	$/ton

Con esta "tarifa asincerada" el flete ("cargo fijo") tiene un peso mucho mayor en el precio, y a continuación se muestra el análisis de que ocurre cuando se vende más o menos toneladas de leña en ambos esquemas tarifarios:

Resumen	Análisis a "Tarifa Energizada"				Análisis a "Tarifa Asincerada"			
Ventas	Ingresos	Costos	Utilidad	Utilidad	Ingresos	Costos	Utilidad	Utilidad
ton /mes	$/mes	$/mes	$/mes	%/Ventas	$/mes	$/mes	$/mes	%/Ventas
1	1000	900	100	10%	1000	900	100	10%
0,5	600	650	-50	-8%	725	650	75	10%
1,5	1400	1150	250	18%	1275	1150	125	10%

Cuando se vende 1 ton/mes, el cliente paga en ambas tarifas $ 1000, y LA LEÑERA S.R.L. gana en ambos escenarios $ 100 (10%).

Cuando pasa a vender la mitad de la cantidad, o sea 0,5 ton/mes, la situación cambia, y en la "tarifa energizada" factura $ 600, perdiendo $50 (8%), mientras que en la "tarifa asincerada" facturaría $725, ganando $75 (10%).

En el escenario de aumento de ventas, cuando vende un 50% más, o sea 1,5 ton/mes, la situación cambia, y en la "tarifa energizada" factura $ 1400, ganando $250 (18%), mientras que en la "tarifa asincerada" facturaría $1275, ganando $125 (10%).

Es evidente que la "tarifa energizada" distorsiona el resultado de la utilidad de LA LEÑERA S.R.L. de un modo exageradamente negativo cuando se reduce la venta y demasiado positivo cuando la venta aumenta.

Si en la ficción, existiera un ente regulador responsable de la fijación de los precios de la leña, que ocurriría?

Este ente regulador velaría por mantener un justo equilibrio entre los ingresos y los costos, procurando mantener una utilidad razonable a la distribuidora de leña.

Si por causas de un incremento en la eficiencia energética, la demanda se redujera a la mitad, entonces con ese esquema tarifario, LA LEÑERA S.R.L. perdería dinero en cada venta, lo que la conduciría a la quiebra. Por lo tanto el ente regulador se vería obligado a incrementar las tarifas de manera de mantener un ingreso por encima de los costos.

A la inversa, si aumenta la demanda, con la tarifa energizada, la utilidad de la distribuidora sería excesiva, lo que llevaría al organismo regulador a readecuar las tarifas para que la población no tuviese que afrontar un costo tan elevado a expensas de una mayor rentabilidad de la distribuidora.

Conclusión: no tiene sentido evaluar la pérdida de la distribuidora con la tarifa que no refleja sus costos, ya que los cambios en la demanda distorsionan sus resultados: De existir un ente regulador que vele por la existencia de una tarifa que apunte a mantener un margen operativo de la empresa, las tarifas cambiarían para ajustar los desfasajes en más o menos. Por lo tanto lo correcto es evaluar con la tarifa que refleje adecuadamente los costos, es decir la "tarifa asincerada".

3.4.- Tipos de programas de Ahorro de Energía

3.4.1.- Introducción

Existen una gran diversidad de posibles programas tendientes a fomentar la conservación de la energía.

Algunos ejemplos clásicos serían:

Auditorías Energéticas: Procura detectar oportunidades de ahorro de energía, implantando mejores practicas de operación de equipos y eventualmente sustitución por tecnologías eficientes. A la vez es una forma de "educar" a los usuarios de energía, en como optimizar el uso de los recursos energéticos.

Incentivos a equipos que ahorran energía: Incentivo directo a los usuarios de energía que instalen tecnologías que ahorren energía. Es el caso del "Plan Solar" que UTE aprobó en 2012, mediante el cual a cada cliente que instale un colector solar (de acuerdo a los lineamientos del plan), se le devuelve en su factura de UTE, la suma de $350 durante 12 meses consecutivos.
Estos incentivos pueden ser directos al usuario, o pagados a los proveedores de equipos eficientes, si esto resulta más económico y efectivo.

Educación y concientización: Programas que buscan concientizar y educar a los usuarios de energía, o arquitectos, o constructores, para lograr mejorar la eficiencia en el uso, o en el diseño de nuevos edificios o instalaciones.

Sustitución directa de equipos ineficientes: entrega o sustitución directa de equipos ineficientes. Es el caso del programa "A todas luces" que desarrolló UTE, por el cual se entregaban sin costo 2 lámparas de bajo consumo por hogar, a cambio de 2 lámparas incandescentes.
Existen diversos ejemplos de empresas eléctricas en el mundo, que aplican programas de reciclaje de electrodomésticos antiguos por eficientes. En estos casos se incluye además de la entrega e instalación del equipo eficiente, el desmantelamiento y reciclaje del equipo antiguo (o su destrucción).

Líneas de crédito blandas: Créditos blandos o sin intereses para la adquisición de tecnologías eficientes.

Incentivos a proveedores y fabricantes: Incentivos financieros o asistencia técnica, para que los fabricantes de equipos mejoran la eficiencia de los mismos, o importen las tecnologías eficientes.

3.4.2.- Criterios para el diseño de programas

Además del criterio de maximizar la relación costo/beneficio de los programas, existen otros criterios a considerar, como por ejemplo alcanzar a los hogares de bajos ingresos, lograr una distribución geográfica, evitar perder oportunidades en las nuevas construcciones para que tengan criterios de eficiencia desde su concepción, participar en los distintos segmentos de clientes, etc.

4.- Análisis de las MCE identificadas en el Estudio de Potencial de Eficiencia Energética en Uruguay.

En este apartado se muestran los resultados siguiendo la metodología propuesta para cada MCE.

Se evalúa en detalle para el sector residencial, y se aclara que conclusiones similares se pueden obtener para los sectores industrial y servicios.

Asimismo se desarrollan los cálculos de relación costo/beneficio para cada MCE. Para ello fue necesario estimar el costo de los equipos y su instalación, su vida útil y calcular o estimar sus consumos. Dada la diversidad (tamaño, calidad, etc.) del parque de equipos, el autor ha establecido las hipótesis para estimar o calcular dichos valores, las que se citan en cada MCE.

En todos los casos se definieron incentivos económicos directos, de manera que los programas sean neutros en la tarifas de UTE, es decir que el monto del incentivo se fija para que los beneficios y costos de la compañía eléctrica sean iguales.

4.1.- Calentamiento de Agua Solar

4.1.1.- Generalidades

Esta es una medida que podría clasificarse como de Energía Renovable, más que de Eficiencia Energética, pero siguiendo el análisis del estudio de potenciales, resulta la más relevante, en virtud del alto consumo eléctrico que Uruguay destina al calentamiento de agua. En particular, el 37,2% de la electricidad del sector residencial, es usado en calentamiento de agua.[v]

El valor de irradiación global media diaria en el plano horizontal, va desde 4,1 kWh/m2-día en Montevideo, hasta 4,7 kWh/m2-día en el norte del país[xlii] como media anual.
Para el presente trabajo se toma el valor de 4,1 kWh/m2-día, el cual al ser corregido por el factor de inclinación[xliii], adquiere el valor de 4,6 kWh/m2-día, (asumiendo como referencia para esta corrección, una inclinación de los paneles de 40º, ubicados en la latitud 34º S).

Se toma como hipótesis de trabajo que se instalarán paneles de 2 m^2 de área efectiva de captación, a un costo de USD 1500 con impuestos e instalación incluida y con un rendimiento complexivo del sistema solar del 44%[7]. Así la energía evitada

[7] Valores de rendimiento complexivo, vida útil y costos típicos de instalación estimados en base a la experiencia profesional del autor del presente trabajo (en la práctica dependen de la tecnología, temperatura de uso del agua, temperatura ambiente, calidad del equipo y otros factores).

por hogar en promedio anual, será de 123 kWh/mes. Se estiman 12 años de vida útil y un coeficiente NAB ("neto a bruto") de 90%.

4.1.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada (2 m2)	123	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Vida util	12	años
Incentivo directo	474	USD/unidad
Costo colector solar instalado	1500	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto)	90%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE

Energía evitada	123	kWh/unidad-mes
Costo energía evitada	201,47	USD/MWh
Ahorro UTE	24,8	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	12	años
VPN ahorro UTE	**$ 2.026**	**USD/unidad**

Ahorros Usuarios

Energía evitada por hogar	123	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	32,2	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	12	años
VPN ahorros por hogar	**$ 2.391**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas
(Sólo considera componente variable de la tarifa)

Energía evitada por hogar	123	kWh/unidad-mes
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kWh
Ahorro por hogar	17,4	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	12	años
VPN pérdida UTE	**1420**	**USD/unidad**

Beneficos Ambientales

Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,81	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 77**	**USD/unidad**

Costos UTE

Incentivo directo UTE	474	USD/unidad
Administracióny mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	90%	%
Costo adm y mktg del programa	**79**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**527**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos

Razón de Precio de Cuenta (RPC)	informe del 2004	
Rubro	RPC	
Electricidad Residencial	1,05	
mano de obra semi calificada	0,6	
Grifería, equipos de bombeo	0,93	
	Valor mercado	Valor PC
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	2391	**2510**
Inversión Equipos (70%)	1050	977
Inversión Instalación (MO - 30%)	450	270
Inversión adm y mktg (UTE)	79	47
Costo MCE a Precio de Cuenta		**1294**

Con esos datos se completa la matriz de tests de costos y beneficios:

BENEFICIOS	USD/unidad	var	COSTOS	USD/unidad	var
Beneficio UTE	2026	S	Costo adm UTE	79	O
Beneficio usuarios	2391	B	Costo incentivos	527	I
Reducción de emisiones	77	E	Costo Neto instalacion equipos	1500	M
Beneficios sociales a PC	2510	BS	Pérdida UTE menores ventas	1420	BB
			Costo MCE a PC	1294	O+M@PC

Nótese lo siguiente:
COSTOS:

1) Se ha estimado un 15% en costos de administración y marketing del programa, que en este caso implican USD 79 por colector instalado a costo de UTE (USD 474x15%/90% = USD 79).
2) Si bien el incentivo directo es de USD 474/colector, dado que en este caso se asume un coeficiente NAB=90%, el costo real por cada colector instalado a causa del programa sube a USD 527/colector. (Significa que en ausencia del programa se hubieran instalado 10% de los que se logran con el programa).
3) Las pérdidas de UTE por menores ventas, surgen de evaluar la pérdida de recaudación al costo variable "asincerado" de la energía no vendida. Dicho costo variable "asincerado" de la energía no vendida ha sido analizado en un apartado anterior y asciende a USD 0,141/kWh. Con dicho valor se calcula el VPN (tasa 10%) de la energía no vendida.
4) El Costo de la MCE a PC (precio de cuenta), evalúa el costo para la sociedad en su conjunto, ajustando el costo a valor de mercado por el coeficiente RPC (razón de precio de cuenta), para evaluar el costo social de esta MCE.

BENEFICIOS:

1) El beneficio de UTE resulta de calcular el VPN (10%) de todos los ahorros (capacidad[8] + energía) por la energía no suministrada.
2) El beneficio de los usuarios, resulta de calcular el VPN (10%) de la energía ahorrada a la tarifa residencial simple, al 2º escalón de la tarifa.
3) La reducción de emisiones se ha calculado asumiendo un valor monetario de USD 6,6/MWh evitado, y sólo es utilizado para la evaluación social del proyecto.
4) Los beneficios sociales a PC (precio de cuenta) surgen de evaluar el ahorro de los usuarios, ajustando el costo a valor de mercado de la electricidad por el coeficiente RPC (razón de precio de cuenta), para evaluar el beneficio social de esta MCE (según lo explicado en 2.5.1.3) .

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	1500	M	2865	B+IxNAB	**1,9**
CAP	606	O+I	2026	S	**3,3**
CSC	1294	O+M@PC	2588	BS@PC+E	**2,0**
ITUCR	2026	O+I+BB	2026	S	**1,00**

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 1,9 (a VPN).
En este caso el Costo del Administrador del Programa (**CAP**, UTE en Uruguay), a pesar de incentivar económicamente con USD 474 cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa (USD 606 en total por instalación), tendría un gran beneficio positivo a valor presente de USD 2026, por lo que el ratio da 3,3. Cabe aclarar que este ratio incluye el beneficio directo y el

[8] El ahorro por capacidad puede o no aplicar en este caso, y debe ser verificado por estudios posteriores. El recurso solar es de carácter aleatorio, aunque existe cierta acumulación de agua caliente en el tanque, quizás no siempre sea posible evitar inversiones en T&D al requerirse el "back up" eléctrico para días nublados. Esto debería estudiarse zona a zona, y según época del año en trabajos posteriores.

costo directo de la implantación de la MCE, pero no toma en cuenta el aspecto relacionado con la baja de la recaudación de UTE. Por ello es necesario analizar varios tests de costo/beneficio, y en función del análisis de todos decidir que MCE´s impulsar.
El Costo de la Sociedad en su Conjunto (**CSC**), también muestra valores favorables, y el beneficio analizado incluye externalidades positivas relacionadas con el "derrame" sobre la economía nacional de las inversiones en ahorro de energía. Por cada dólar invertido, la sociedad percibirá un beneficio global de 2 dólares.
El Impacto en las tarifas de UTE a costos reales (**ITUCR**), es neutro, ya que se calculó el nivel de incentivo, de tal modo de evitar impactar en tarifas. (Este punto de vista muestra que el impacto sobre los clientes de UTE no participantes del programa es neutro).

Se espera que la medida evite una energía de 123 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 12añosx12mesesx123kWh/mes= 17712 kWh

En base a ello, se estiman los beneficios y costos unitarios:

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,085	0,162	**0,077**
CAP	0,034	0,114	**0,080**
CSC	0,073	0,146	**0,073**
ITUCR	0,114	0,114	**0,000**

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares (a VPN) por kWh evitado en la vida útil del equipo.

Por ejemplo, el conjunto de usuarios que instale un colector solar, tendrá un costo de 8,5 centavos de dólar por kWh evitado y un beneficio 16,2 centavos de dólar por kWh evitado. (el costo es su inversión, y el beneficio es el ahorro a valor presente neto en la vida útil del equipo más el incentivo directo recibido).

Este caso muestra que el beneficio es muy alto para todas las partes. De hecho el recientemente lanzado programa "Plan Solar" que aporta un incentivo de USD 200 por panel solar instalado, parece un programa poco equilibrado según esta metodología de análisis.

Por ejemplo si el incentivo directo fuera de USD 200 a cada participante (en lugar de USD 474) que instala un colector solar, el resultado del análisis costo/beneficio daría lo siguiente:

USD 200 de subsidio	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	1500	M	2591	B+IxNAB	**1,7**
CAP	256	O+I	2026	S	**7,9**
CSC	1267	O+M@PC	2588	BS@PC+E	**2,0**
ITUCR	1676	O+I+BB	2026	S	**1,2**

Esto muestra, que bajo las hipótesis seleccionadas, todos los ratios son favorables (mayores a 1), pero el más beneficiado es la compañía eléctrica (RATIO CAP = 7,9, ITUCR=1,2), que tendrá ganancias operativas producto de este plan. Estas ganancias operativas, en el mediano plazo deberían impactar en una reducción de tarifas si se pretende mantener el margen operativo de la empresa eléctrica.

4.1.3.- Metas del programa:

De acuerdo al estudio de potencial de eficiencia (FB-DNE 2011), se ha estimado que del total de viviendas, existen 106238 (10.3%) de viviendas en edificios en altura. A su vez, otro factor a considerar es la sombra, que puede no hacer factible la instalación de panelería solar en determinadas viviendas.
Por ello, el citado estudio estima que sólo el 85% de los hogares urbanos podrán aprovechar la energía solar.
Así se tendrán unos 875000 hogares que podrían acceder potencialmente a dicha tecnología.

Por tanto una meta agresiva de incorporación del 30% en 3 años, llevaría al siguiente resultado:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	30%	%
Cantidad instalaciones	262500	instalaciones
Energía evitada	432,4	GWh/año
Potencia Media Evitada	49,4	MW
Inversión UTE acumulada	159	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	32%	%
Costo por MWm instalado	3,2	MMUSD

Reflexiones finales:
Véase que el costo por MW medio instalado asciende a 3,2 Millones de dólares. Esta cifra podría compararse por ejemplo con el costo de un parque eólico, como alternativa de inversión para suplir la demanda.
Un parque eólico, exige una inversión de unos 2,5 MMUSD/MW, pero este MW instalado es el máximo (cuando hay vientos fuertes). La potencia media de un generador eólico en Uruguay, se estima por el factor de capacidad, que es del orden del 35%. Por tanto, el costo instalado de un parque eólico, puede estimarse en 2,5/0,35 = 7,1 MMUSD/MWm (por MW medio).

Por otro lado un parque eólico tiene algunos costos variables (relativamente bajos, ya que el recurso principal, -el viento- es gratuito), mientras que un panel solar no presenta costos operativos (o son mínimos). En contrapartida un parque eólico tiene una vida útil superior al de un parque de colectores solares.

4.1.4.- Curva de carga de calefones y otros estudios necesarios

Como se mencionó anteriormente la curva de carga del consumo de calefones tendrá una variación importante si se instala un colector solar, quedando el calefón eléctrico de respaldo.

La metodología utilizada para evaluar los costos evitados de UTE, contenían un importante componente denominado “Ahorros de capacidad”, que incluyen los ahorros en inversiones evitadas en T&D y en nuevas plantas de generación.

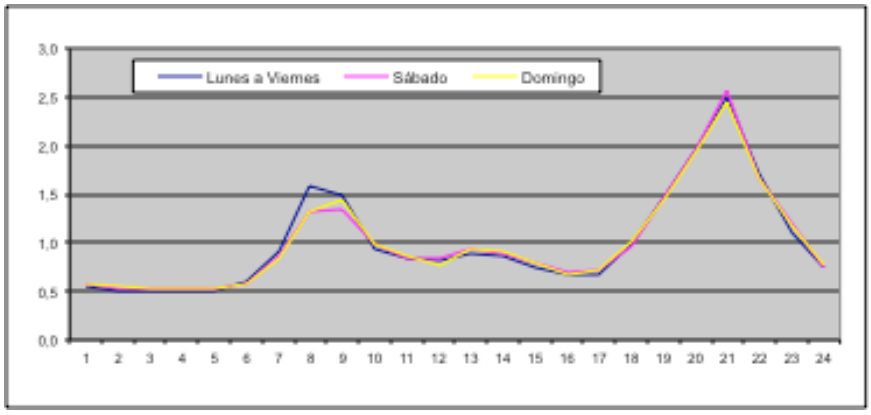
Estos costos evitados, fueron calculados en función de los MW medios evitados, lo cual es una simplificación que puede o no ser conservadora, y se plantea por tanto la necesidad de realizar estudios posteriores para verificar estos costos evitados.

En particular, cabe preguntarse si en este caso, los ahorros de capacidad deben considerarse o no, en función de la curva de carga del consumo de un calefón, y de la aleatoriedad y zafralidad del recurso solar.

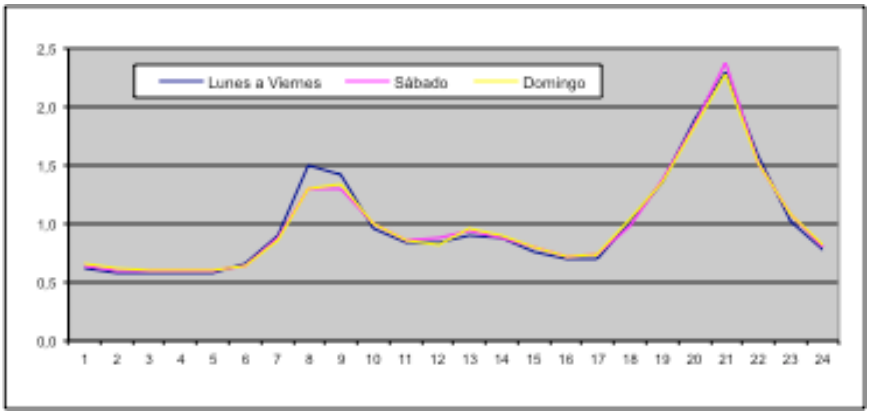
En primer lugar conviene revisar la curva de carga de este consumo de electricidad.

De acuerdo a la encuesta de uso de calentadores eléctricos de agua, realizada por UTE en 1995, la curva de carga media de estos equipos sigue el siguiente andamiento:

VERANO:



INVIERNO:



Calentamiento de Agua			
	Todo el pais - Invierno		
Hora	Lunes a Viernes	Sábado	Domingo
1	0,626	0,649	0,655
2	0,580	0,606	0,611
3	0,572	0,597	0,603
4	0,575	0,597	0,603
5	0,576	0,600	0,606
6	0,660	0,645	0,650
7	0,900	0,875	0,861
8	1,501	1,294	1,299
9	1,423	1,310	1,344
10	0,960	0,999	0,997
11	0,847	0,853	0,867
12	0,848	0,877	0,827
13	0,902	0,941	0,958
14	0,878	0,883	0,895
15	0,761	0,797	0,804
16	0,707	0,718	0,720
17	0,700	0,747	0,749
18	1,013	0,988	1,044
19	1,369	1,384	1,365
20	1,905	1,868	1,842
21	2,300	2,373	2,280
22	1,578	1,511	1,518
23	1,029	1,086	1,087
24	0,788	0,802	0,816
	24	24	24

Fuente: elaboración propia a partir de la información de uso de calentadores de agua de UTE.

Esto significa que la relación demanda pico, respecto de la demanda media en el inverno es 2,3.

De este punto de vista el cálculo realizado es muy conservador, ya que se estimó que se evita la potencia media (como si fuera una curva plana de consumo), y en este caso se observa que la demanda máxima de calentamiento de agua coincide con la demanda punta del SIN, y resulta ser 2,3 veces mayor que la demanda media.

En segundo lugar, la zafralidad del recurso muestra lo siguiente:

Localidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promedio
Salto	6.9	6.1	5.0	3.8	2.9	2.2	2.7	3.5	4.4	5.1	6.6	6.9	4.5
Paysandú	7.0	6.1	4.9	3.8	2.9	2.3	2.7	3.4	4.4	5.4	6.6	7.0	4.7
Carrasco	6.4	5.6	4.4	3.3	2.4	1.9	2.2	2.7	3.7	4.8	6.0	6.3	4.1
San José	6.8	5.7	4.5	3.3	2.5	2.0	2.2	2.8	3.9	5.0	6.4	6.8	4.3
Florida	6.6	5.7	4.5	3.4	2.5	2.0	2.2	2.9	3.9	5.1	6.3	6.6	4.3
Durazno	6.8	5.9	4.7	3.6	2.6	2.1	2.4	3.1	4.2	5.1	6.4	6.8	4.5
Rocha	5.9	5.2	4.2	3.3	2.3	1.9	2.1	2.7	3.6	4.6	5.7	5.8	3.9
Treinta y Tres	6.4	5.6	4.4	3.5	2.5	2.1	2.3	2.9	3.8	4.9	6.0	6.4	4.2
Melo	6.7	5.8	4.8	3.7	2.8	2.2	2.5	3.3	4.1	5.1	6.3	6.7	4.5
Rivera	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.5	5.4	6.5	6.8	4.7
Tacuarembó	6.9	6.1	4.8	3.8	2.8	2.2	2.7	3.3	4.3	5.2	6.5	6.8	4.6
Artigas	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.4	5.3	6.5	6.8	4.7
promedios	6.7	5.8	4.7	3.6	2.7	2.1	2.5	3.2	4.1	5.1	6.3	6.6	**4.4**

Irradiación global media diaria por mes y departamento, en plano horizontal en kWh/m2-día[xliv]

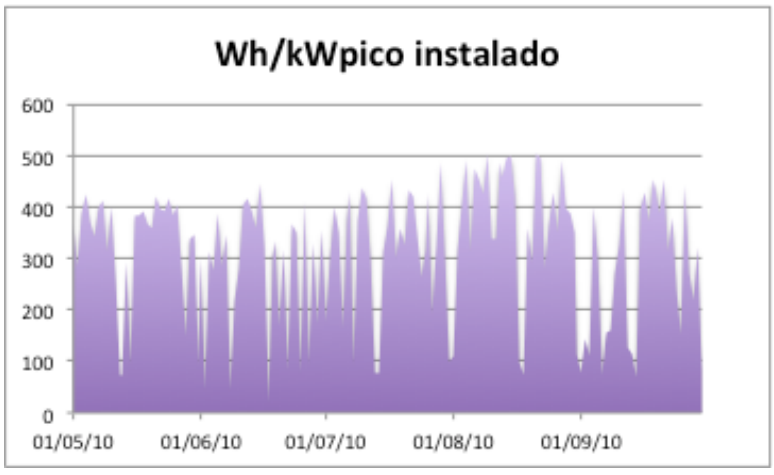
Es decir que la radiación en el plano horizontal de invierno (junio) es un 52% menor que la media, y la de verano (enero) es 50% superior a la media. (en el plano inclinado estas diferencias son algo menores).

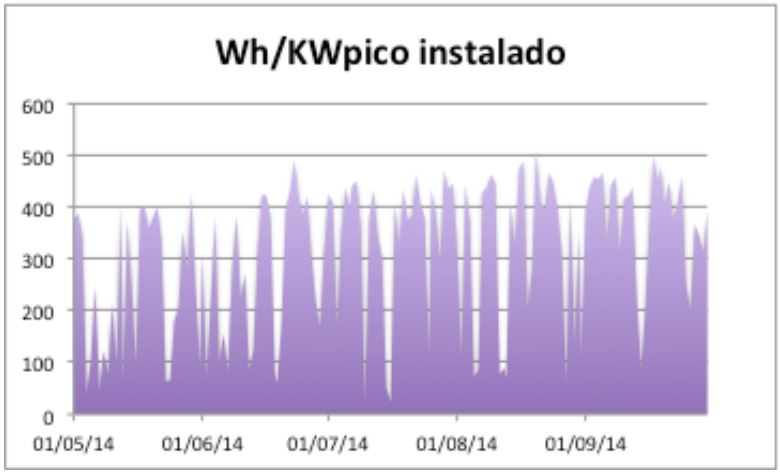
Esta zafralidad tendrá impactos en los costos evitados, según la zona geográfica en donde se instalen los paneles. Por ejemplo en el norte del país, y en zonas turísticas del sur, el pico de demanda ocurre en verano, mientras que en general en el resto del territorio nacional el pico se da en los días más fríos del invierno.

Aleatoriedad del recurso:

No es evidente que se logrará reducir el pico de demanda en todos los días del invierno, ni en que medida.
En general estos sistemas de colectores solares, tienen como back up, el calefón eléctrico. Por lo tanto puede darse que coincidan un par de días sin sol, con el pico de demanda de invierno, en cuyo caso este ahorro de capacidad no se verificaría. Por otro lado este ahorro puede ser aún mayor. Es decir puede que el día pico de consumo, la radiación sea muy superior a la media utilizada. En ese caso, la reducción del pico de demanda sería superior al planteado.

Este aspecto se puede estudiar con más detalle, mediante simulaciones de radiación solar. En efecto el software Simsolar desarrollado por la facultad de Ingeniería (UDELAR) permite simular a futuro los procesos estocásticos que rigen la radiación solar que llega al suelo. La misma presenta una alta variabilidad, dada fundamentalmente por la nubosidad.
Con esta herramienta se podrían evaluar (en estudios posteriores al presente) las energías evitadas en forma estadística y correlacionar dicho aporte energético con los ahorros de capacidad.





4.2.- Refrigeradores Eficientes

4.2.1.- Generalidades

El estudio de potencial de eficiencia energética para el uso "conservación de alimentos" en el sector residencial expresa lo siguiente:

" El consumo de electricidad en Conservación de alimentos del sector residencial en el año 2008 fue de 58784 Tep (683,4 GWh). El 59% corresponde a heladeras con freezer, el 34% a heladeras, el 6% a freezers, y el 1% restante a frigobar. Bajo el supuesto que la mayoría de los equipos existentes corresponden a los más eficientes de la clase E (IEE=100) de la norma UNIT 1138, se calcula el potencial de ahorro considerando como equipos eficientes los de la clase A (IEE=55), lo cual significa un ahorro de electricidad del 45% por cada equipo."

A efectos de estimar el consumo unitario, se tomo la cantidad de equipos existentes en Uruguay, en el sector residencial, que ascendía a 1,168,962 equipos, según el informe "Balance de Energía Útil (FB- DNE 2006)".

Así se puede estimar que el consumo medio en Uruguay, de un equipo de conservación de alimentos es de 48,73 kWh/mes, partiendo de un consumo anual de 683,4 GWh, y que el parque esta compuestos por 1,168,962 equipo. El ahorro esperado en promedio, será del 45%, o sea 21,93 kWh/mes.

4.2.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada	22	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Vida util	12	años
Incentivo directo	75	USD/unidad
Costo total/incremental	300	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto)	80%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE		
Energía evitada	22	kWh/unidad-mes
Costo energía evitada	201,47	USD/MWh
Ahorro UTE	4,4	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	12	años
VPN ahorro UTE	**$ 361**	**USD/unidad**

Ahorros Usuarios		
Energía evitada por hogar	22	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	5,7	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	12	años
VPN ahorros por hogar	**$ 426**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas (Sólo considera componente variable de la tarifa)		
Energía evitada por hogar	22	kWh/unidad-mes
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kWh
Ahorro por hogar	3,1	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	12	años
VPN pérdida UTE	**253**	**USD/unidad**

Beneficos Ambientales		
Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,14	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 14**	**USD/unidad**

Costos UTE		
Incentivo directo UTE	75	USD/unidad
Administración y mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	80%	%
Costo adm y mktg del programa	**11**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**108**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos		
Razón de Precio de Cuenta (RPC)	informe del 2004	
Rubro	RPC	
Electricidad Residencial	1,05	
mano de obra semi calificada	0,6	
Artefactos eléctricos importados	0,93	
	Valor mercado	Valor PC
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	426	**448**
Inversión Equipos	300	279
Inversión adm y mktg (UTE)	14	8
Costo MCE a Precio de Cuenta		**287**

Con esos datos se completa la matriz de tests de costos y beneficios:

BENEFICIOS	USD/unidad	var	**COSTOS**	USD/unidad	var
Beneficio UTE	361	S	Costo adm UTE	14	O
Beneficio usuarios	426	B	Costo incentivos	94	I
Reducción de emisiones	14	E	Costo Neto instalacion equipos	300	M
Beneficios sociales	448	BS	Pérdida UTE menores ventas	253	BB
			Costo equipos + adm UTE @ PC	287	O+M @PC

Nótese lo siguiente:
COSTOS:

1) Se ha estimado un 15% en costos de administración y marketing del programa, que en este caso implican USD 14 por equipo instalado a costo de UTE (USD 75x15%/80% = USD 14).
2) Si bien el incentivo directo es de USD 75/equipo, dado que en este caso se asume un coeficiente NAB=80%, el costo real por refrigerador a causa del programa sube a USD 108/refrigerador. (Significa que en ausencia del programa se hubieran instalado 20% de los que se logran con el programa).
3) Las pérdidas de UTE por menores ventas, resultan de calcular el VPN (10%) de la pérdida de facturación. Esta pérdida de facturación se evalúa a través de la energía no facturada evaluada a la tarifa "asincerada" (USD 0,141/kWh) de acuerdo al cálculo formulado en el capítulo anterior.
4) El Costo de la MCE a PC (precio de cuenta), evalúa el costo para la sociedad en su conjunto, ajustando el costo a valor de mercado por el coeficiente RPC (razón de precio de cuenta), para evaluar el costo social de esta MCE.

BENEFICIOS:

1) El beneficio de UTE resulta de calcular el VPN (10%) de todos los ahorros (capacidad + energía) por la energía no suministrada.
2) El beneficio de los usuarios, resulta de calcular el VPN (10%) de la energía ahorrada a la tarifa residencial simple, al 2º escalón de la tarifa.

3) La reducción de emisiones se ha calculado asumiendo un valor monetario de USD 6,6/MWh evitado, y sólo es utilizado para la evaluación social del proyecto.
4) Los beneficios sociales a PC (precio de cuenta) surgen de evaluar el ahorro de los usuarios, ajustando el costo a valor de mercado de la electricidad por el coeficiente RPC (razón de precio de cuenta), para evaluar el beneficio social de esta MCE.

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	300	M	501	B+IxNAB	**1,7**
CAP	108	O+I	361	S	**3,3**
CSC	287	O+M@PC	461	BS@PC+E	**1,6**
ITUCR	361	O+I+BB	361	S	**1,0**

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 1,7 (a VPN).
En este caso el Costo del Administrador del Programa (**CAP**, UTE en Uruguay), a pesar de incentivar económicamente con USD 75 cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa, tendría un beneficio positivo a valor presente de USD 361, por lo que el ratio da 3,3.
El Costo de la Sociedad en su Conjunto (**CSC**), también muestra valores favorables, y el beneficio analizado incluye externalidades positivas relacionadas con el "derrame" sobre la economía nacional de las inversiones en ahorro de energía. Por cada dólar invertido, la sociedad percibirá un beneficio global de 1,6 dólares.
El Impacto en las tarifas de UTE a costos reales (**ITUCR**), es neutro, ya que se calculo el nivel de incentivo, de tal modo de evitar impactar en tarifas. (Este punto de vista muestra el impacto sobre los clientes de UTE no participantes del programa).

Se espera que la medida evite una energía de 22 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 12añosx12mesesx22kWh/mes= 3158 kWh.

En base a ello, se estiman los beneficios y costos unitarios:

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,095	0,159	**0,064**
CAP	0,034	0,114	**0,080**
CSC	0,091	0,146	**0,055**
ITUCR	0,114	0,114	**0,000**

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares por kWh evitado.

Por ejemplo, el conjunto de usuarios que instale un equipo eficiente, tendrá un costo de 9,5 centavos de dólar por kWh y un beneficio 15,9 centavos de dólar por kWh evitado. (el costo es su inversión, y el beneficio es el ahorro a valor presente neto en la vida útil del equipo más el incentivo directo recibido).

4.2.3.- Metas del programa:

Se estima como factible que del total de equipos de conservación de alimentos, se reconvertirán en 3 años de marcha del programa, el 20% del parque existente, es decir 233792 equipos, resumiéndose los resultados del programa en el siguiente cuadro.

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	20%	%
Cantidad instalaciones	233792	instalaciones
Energía evitada	68,7	GWh/año
Potencia Media Evitada	7,8	MW
Inversión UTE acumulada	25	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	25%	%
Costo por MWm instalado	3,2	MMUSD

4.3.- Lámparas Eficientes

4.3.1.- Generalidades

El estudio de potencial de eficiencia energética para el uso "Iluminación" en el sector residencial expresa lo siguiente:

" …, al año 2008 quedarían para reemplazar 4,040,000 de lámparas incandescentes. Unas 3,820,000 en los hogares urbanos y las restantes 220,000 en los rurales. ."

A efectos de estimar el consumo unitario, se toma como referencia una lámpara incandescente de 60 W, encendida 4 hrs/día, y se estima un nivel de ahorro del 75% al pasar a lámparas de bajo consumo.

Así se puede estimar que el consumo medio de una lámpara incandescente es de 7,2 kWh/mes y que el ahorro esperado en promedio, será del 75%, o sea 5,4 kWh/mes.

4.3.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada	5,4	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario	0,262	USD/kWh
Vida util	5	años
Incentivo directo	6,4	USD/unidad
Costo total/incremental	9,0	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto	50%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE		
Energía evitada	5,4	kWh/unidad-mes
Costo energía evitada	201,47	USD/MWh
Ahorro UTE	1,1	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	5	años
VPN ahorro UTE	**$ 49**	**USD/unidad**

Ahorros Usuarios		
Energía evitada por hogar	5,4	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	1,4	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	5	años
VPN ahorros por hogar	**$ 61**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas (Sólo considera componente variable de la tarifa)		
Energía evitada por hogar	5,4	kWh/unidad-mes
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kWh
Ahorro por hogar	0,8	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	5	años
VPN pérdida UTE	**35**	**USD/unidad**

Beneficos Ambientales		
Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,04	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 1,8**	**USD/unidad**

Costos UTE		
Incentivo directo UTE	6,4	USD/unidad
Administraciónу mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	50%	%
Costo adm y mktg del programa	**1,0**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**14,8**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos		
Razón de Precio de Cuenta (RPC)	informe del 2004	
Rubro	RPC	
Electricidad Residencial	1,05	
mano de obra semi calificada	0,6	
Artefactos eléctricos importados	0,93	
	Valor me	Valor PC
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	61	64
Inversión Equipos	9	8
Inversión adm y mktg (UTE)	2	1
Costo MCE a Precio de Cuenta		10

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

BENEFICIOS	USD/unidad	var	COSTOS	USD/unidad	var
Beneficio UTE	49	S	Costo adm UTE	2	O
Beneficio usuarios	61	B	Costo incentivos	13	I
Reducción de emisiones	2	E	Costo Neto instalacion equipos	9	M
Beneficios sociales	64	BS	Pérdida UTE menores ventas	35	BB
			Costo equipos + adm UTE @ PC	10	O+M @PC

Nótese en este caso que el incentivo directo es de USD 6,4/lámpara, y se asume un coeficiente NAB=50%, debido a que ya es práctica habitual de los consumidores el uso de estas lámparas. Así se estarán subsidiando muchas lámparas, que de todos modos hubieran sido adquiridas aún sin incentivos. El costo real por cada lámpara de bajo consumo instalada a causa del programa sube a USD 14,8.

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

	USD/unidad			
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO	
TCP	9	M	68	B+IxNAB
CAP	15	O+I	49	S
CSC	10	O+M@PC	66	BS@PC+E
ITUCR	49	O+I+BB	49	S

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 8,2 (a VPN) y UTE, a pesar de incentivar económicamente cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa tendría un gran beneficio positivo a valor presente de USD 15/lámpara, por lo que el ratio da 3,3.

Se espera que la medida evite una energía de 5,4 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 5añosx12mesesx5,4kWh/mes= 324 kWh.

En base a ello, se estiman los beneficios y costos unitarios:

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,028	0,208	**0,181**
CAP	0,046	0,153	**0,107**
CSC	0,029	0,203	**0,174**
ITUCR	0,153	0,153	**0,000**

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares por kWh evitado.

4.3.3.- Metas del programa:

Dada la alta conveniencia que presenta para los usuarios, se establece como meta la penetración del 50% del potencial existente en el país.

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	50%	%
Cantidad instalaciones	2020000	instalaciones
Energía evitada	146,1	GWh/año
Potencia Media Evitada	16,7	MW
Inversión UTE acumulada	30	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	72%	%
Costo por MWm instalado	1,8	MMUSD

4.4.- Termotanques

4.4.1.- Generalidades

El estudio de potencial de eficiencia energética para el uso "Calentamiento de agua" en el sector residencial expresa lo siguiente:

"En el año 2008, el parque estimado de calentadores era de 839.100 eléctricos y 28.100 a gas".

" Para los calentadores eléctricos, de acuerdo a información disponible en la DNE, se estima que el 70% de los calentadores existentes tienen aislación de poliuretano expandido y corresponden a una eficiencia clase A. El 30% restante tienen aislación de lana de vidrio con una eficiencia del 40% que, comparada con los artefactos de clase A (85% de eficiencia), da un potencial de ahorro para este grupo del 53%. Los ahorros de electricidad son de 15.819 Tep (183,9 GWh)"

"Para obtener el potencial consolidado total no se puede sumar algebraicamente los potenciales individuales en aquellas medidas que se aplican a un mismo uso. Estos casos son:

- Calentadores de agua eficientes y calentamiento de agua solar, en los sectores Residencial y Comercial y Servicios: se ha adoptado el criterio del total desarrollo del potencial de calentamiento solar y al potencial de los calentadores convencionales eficientes se aplica complementariamente para satisfacer el uso. "

Así, con este criterio, el cálculo final de potencial de ahorro estimado por esta MCE, se reduce aproximadamente a la mitad, y asciende a 7,8 kTep, es decir 90,7 GWh.

Partiendo que el 30% de los 839.100 calentadores eléctricos, son los ineficientes a reemplazar, el parque de termotanques ineficientes es de 251730 unidades.

El consumo total de calentamiento de agua a través de termotanques es de 97319 Tep/año para el sector urbano y 2283 Tep/año para el sector rural, por lo que se estima que cada unidad demanda en promedio 115 kWh/mes. El ahorro mensual por unidad es del 53% (para el calentador ineficiente), es decir 61 kWh/unidad-mes.

4.4.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada	61	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Vida util	10	años
Incentivo directo	188	USD/unidad
Costo total/incremental	300	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto)	80%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE		
Energía evitada	61,0	kWh/unidad-mes
Costo energía evitada	201,47	USD/MWh
Ahorro UTE	12,3	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN ahorro UTE	**$ 906**	**USD/unidad**

Ahorros Usuarios		
Energía evitada por hogar	61,0	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	15,9	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	10	años
VPN ahorros por hogar	**$ 1.081**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas		
(Sólo considera componente variable de la tarifa)		
Energía evitada por hogar	61,0	kWh/unidad-mes
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kWh
Ahorro por hogar	8,6	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN pérdida UTE	**$ 635**	**USD/unidad**

Beneficos Ambientales		
Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,40	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 33,9**	**USD/unidad**

Costos UTE		
Incentivo directo UTE	188,5	USD/unidad
Administración y mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	80%	%
Costo adm y mktg del programa	**28,3**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**$ 271**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos		
Razón de Precio de Cuenta (RPC) informe del 2004		
Rubro	RPC	
Electricidad Residencial	1,05	
mano de obra semi calificada	0,6	
Artefactos eléctricos importados	0,93	
	Valor mercado	Valor PC
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	1081	**1135**
Inversión Equipos	300	279
Inversión adm y mktg (UTE)	35	21
Costo MCE a Precio de Cuenta		**300**

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

BENEFICIOS	USD/unidad	var	**COSTOS**	USD/unidad	var
Beneficio UTE	906	S	Costo adm UTE	35	O
Beneficio usuarios	1081	B	Costo incentivos	236	I
Reducción de emisiones	34	E	Costo Neto instalacion equipos	300	M
Beneficios sociales	1135	BS	Pérdida UTE menores ventas	635	BB
			Costo equipos + adm UTE @ PC	300	O+M @PC

Nótese en este caso que el incentivo directo es de USD 188,5/termotanque que cubre un porcentaje importante del costo total del equipo, y se asume un coeficiente NAB=80%.

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	300	M	1269	B+IxNAB	**4,2**
CAP	271	O+I	906	S	**3,3**
CSC	300	O+M@PC	1169	BS@PC+E	**3,9**
ITUCR	906	O+I+BB	906	S	**1,0**

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 4,2 (a VPN) y UTE, a pesar de incentivar económicamente cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa tendría un gran beneficio positivo a valor presente de USD 906/termotanque, por lo que el ratio da 3,3.

Se espera que la medida evite una energía de 61 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 10añosx12mesesx61kWh/mes= 7315 kWh.

En base a ello, se estiman los beneficios y costos unitarios:

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,041	0,174	**0,133**
CAP	0,037	0,124	**0,087**
CSC	0,041	0,160	**0,119**
ITUCR	0,124	0,124	**0,000**

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares por kWh evitado.

4.4.3.- Metas del programa:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	30%	%
Cantidad instalaciones	75519	instalaciones
Energía evitada	61,7	GWh/año
Potencia Media Evitada	7,0	MW
Inversión UTE acumulada	20	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	63%	%
Costo por MWm instalado	2,9	MMUSD

4.5.- Lavarropas y Secarropas

4.5.1.- Generalidades

El estudio de potencial de eficiencia energética para el uso “Lavarropas y Secarropas” en el sector residencial expresa lo siguiente:

“En los hogares urbanos estos artefactos consumieron 4.798 Tep, que representaron el 9,2% del consumo total de Otros Artefactos Eléctricos (51.906 Tep).
En los hogares rurales, lavarropas y secarropas consumieron 298 Tep, que significaron el 17,0% del consumo de Otros Artefactos Eléctricos (1.758 Tep).
Para los distintos tipos de lavarropas, en frío y en caliente, se considera que el parque promedio tiene una eficiencia igual al valor medio de la clase E, que al compararlos con los clase A dan ahorros del 31% y el 42% de la electricidad consumida para lavado en frío y en caliente respectivamente (norma UNIT 1171); mientras que para los secarropas se tomó como referencia la norma UNIT 1148, que, tomando la diferencia entre los consumos de un artefacto de clase E (C=0,83) y uno eficiente clase A (C=0,51), implica un ahorro del 39%.
El potencial de ahorro total es de 4.212 Tep (49,0 GWh), que significa el 8% del consumo de Otros Artefactos Eléctricos y el 1,4% del consumo de electricidad residencial.”

Del estudio "Balance nacional de energía útil de Uruguay 2006, de la DNE - MIEM)”, se obtiene que el parque de estos equipos ascendía a 809031 (incluyendo lavarropas y secarropas, en todas sus versiones y para zonas urbanas y rurales del país.

El ahorro potencial de 4212 Tep (49,0 GWh), repartido entre el parque de unidades existente, permite estimar una ahorro promedio mensual 5 kWh/unidad-mes.

Nota: Este ahorro de 5 kWh/unidad-mes, es en opinión de quién suscribe demasiado bajo, y probablemente exista una gran cantidad de usuarios que perciban un ahorro mucho mayor. Recuérdese que la metodología del potencial de eficiencia, parte del consumo total por uso, y luego se aplican los potenciales de ahorro para los equipos más eficientes. Es posible que algunos lavarropas y secarropas se utilicen pocas horas por mes, por lo que el estudio de consumos para este uso, muestre un valor en promedio muy bajo. Piénsese como ejemplo, que un lavarropa típico consume aprox. 2 kW, por lo que si los lavados duran 1 hora, y se realizan 20 lavados al mes, se esperaría un consumo de 40 kWh/mes para esta modalidad de uso del lavarropa, y con ahorros del orden del 42%, el cálculo resulta en un ahorro de 42%x40 kWh/mes= 16 kWh/mes, en lugar del valor 3 veces inferior de 5 kWh/mes. De todos modos, para seguir con la metodología aplicada al resto de los casos, se mantiene el valor inferior (5 kWh/mes), y se muestra con este ejemplo que cada usuario tendrá una intensidad en el uso distinta.

4.5.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada	5	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Vida util	10	años
Incentivo directo	17	USD/unidad
Costo total/incremental	200	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto)	90%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE		
Energía evitada	5,0	kWh/uni
Costo energía evitada	201,47	USD/MW
Ahorro UTE	1,0	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN ahorro UTE	**$ 74**	**USD/uni**

Ahorros Usuarios		
Energía evitada por hogar	5,0	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	1,3	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	10	años
VPN ahorros por hogar	**$ 89**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas		
(Sólo considera componente variable de la tarifa)		
Energía evitada por hogar	5,0	kWh/uni
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kW
Ahorro por hogar	0,7	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN pérdida UTE	**$ 52**	**USD/uni**

Beneficos Ambientales		
Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,03	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 2,8**	**USD/unidad**

Costos UTE		
Incentivo directo UTE	17,4	USD/unidad
Administración y mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	90%	%
Costo adm y mktg del programa	**2,6**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**$ 22**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos		
Razón de Precio de Cuenta (RPC) informe del 2004		
Rubro	RPC	
Electricidad Residencial	1,05	
mano de obra semi calificada	0,6	
Artefactos eléctricos importados	0,93	
	Valor mercado	Valor PC
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	89	**93**
Inversión Equipos	200	186
Inversión adm y mktg (UTE)	3	2
Costo MCE a Precio de Cuenta		**188**

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

RESUMEN

BENEFICIOS	USD/unidad	var	**COSTOS**	USD/unidad	var
Beneficio UTE	74	S	Costo adm UTE	3	O
Beneficio usuarios	89	B	Costo incentivos	19	I
Reducción de emisiones	3	E	Costo Neto instalacion equipos	200	M
Beneficios sociales	93	BS	Pérdida UTE menores ventas	52	BB
			Costo equipos + adm UTE @ PC	188	O+M @PC

Nótese en este caso que el incentivo directo es de USD 17,5/unidad, y se asume un coeficiente NAB=90%.

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio;

	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	200	M	106	B+IxNAB	**0,5**
CAP	22	O+I	74	S	**3,3**
CSC	188	O+M@PC	96	BS@PC+E	**0,5**
ITUCR	74	O+I+BB	74	S	**1,0**

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 0,5 (a VPN) lo que significa que no parece una buen negocio para el usuario. Como se mencionó más arriba el valor de ahorro de 5 kWh/unidad-mes, refleja un uso promedio a nivel nacional, probablemente quienes utilicen este electrodoméstico con mayor intensidad percibirán ahorros mayores, y tendrán un incentivo más fuerte para incursionar en equipos de alta eficiencia. Para UTE, a pesar de incentivar económicamente cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa tendría un beneficio positivo a valor presente de USD 75/equipo, por lo que el ratio da 3,3.

Se espera que la medida evite una energía de 5 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 10añosx12mesesx5kWh/mes= 600 kWh.

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,333	0,177	**-0,157**
CAP	0,037	0,124	**0,087**
CSC	0,313	0,160	-0,153
ITUCR	0,124	0,124	0,000

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares por kWh evitado y muestra como para el usuario y para la sociedad en su conjunto no presente un valor positivo. Esto implica que para el usuario no sería un buen negocio, y para la sociedad en su conjunto tampoco. Asimismo, estos valores son promediados, por lo que cuando se trata de usuarios con mayor intensidad de uso de estos equipos, los números se vuelven favorables.

4.5.3.- Metas del programa:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	30%	%
Cantidad instalaciones	242709	instalaciones
Energía evitada	16,3	GWh/año
Potencia Media Evitada	1,9	MW
Inversión UTE acumulada	5	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	9%	%
Costo por MWm instalado	2,9	MMUSD

4.6.- Aires Acondicionados

4.6.1.- Generalidades

El estudio de potencial de eficiencia energética para el uso "Aires Acondicionados" en el sector residencial expresa lo siguiente:

"Para el cálculo del potencial de ahorro en aires acondicionados se toma en cuenta lo estipulado en la norma UNIT 1170 en cuanto a la razón de eficiencia energética para las distintas clases y tipos de aires acondicionados y el uso (refrigeración o calefacción). Se supone que el parque actual es mayoritariamente de clase F (modo refrigeración: EER=2,00 para de ventana y EER=2,20 para split; modo calefacción: EER= 2,20 de ventana y EER=2,40 para split); y se compara su eficiencia con los artefactos de clase A, dando un ahorro de energía entre el 31 y el 35% si se adoptan estos últimos."
En síntesis, el citado estudio de potencial expresa: "El potencial de ahorro debido al reemplazo de aires acondicionados por equipos eficientes es de 1.776 Tep" (20,6 GWh)"

Del estudio "Balance nacional de energía útil de Uruguay 2006, de la DNE - MIEM)", se obtiene que el parque de estos equipos ascendía a 115903 (incluyendo equipos Split y de ventana).

El ahorro potencial de 1776 Tep, repartido entre el parque de unidades existente, permite estimar una ahorro promedio mensual 15 kWh/unidad-mes.

Nota: No cabe duda que este parque de aires acondicionados del año 2006 ha tenido un crecimiento explosivo en los últimos años. De hecho, según las estadísticas del Instituto Uruguay XXI, tan sólo en el año 2011 se importaron 144.000 equipos de aire acondicionado.[xlv] De todos modos, para mantener la coherencia con la metodología aplicada, se mantendrá el valor del potencial de ahorro de energía expresado más arriba. Resulta evidente en este caso, que el potencial es mucho mayor, probablemente 4 veces más grande en la actualidad (2012). Esto también muestra que la dinámica de incorporación de nuevas tecnologías y electrodomésticos obliga a revisar los potenciales de ahorro, y actualizarlos a la realidad de cada momento.

4.6.2.- Test de Costo/Beneficio

Partiendo de las siguientes hipótesis particulares:

Resumen de hipótesis

Concepto	Valor	Unidades
Energía evitada	15	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Vida util	10	años
Incentivo directo	52	USD/unidad
Costo total/incremental	300	USD/unidad
Coef. NAB (Neto a Bruto)	90%	%

En base a ello, y las tasas de descuento seleccionadas antes, se obtienen los siguientes resultados a Valor Presente Neto:

Ahorros UTE		
Energía evitada	14,8	kWh/unidad-mes
Costo energía evitada	201,47	USD/MWh
Ahorro UTE	3,0	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN ahorro UTE	**$ 221**	**USD/unidad**

Ahorros Usuarios		
Energía evitada por hogar	14,8	kWh/unidad-mes
Tarifa de Ahorro usuario TRS	0,262	USD/kWh
Ahorro por hogar	3,9	USD/Mes
Tasa descuento hogares	12%	%
Vida util	10	años
VPN ahorros por hogar	**$ 263**	**USD/unidad**

Pérdida UTE menores ventas		
(Sólo considera componente variable de la tarifa)		
Energía evitada por hogar	14,8	kWh/unidad-mes
Tarifa Variable Residencial	0,141	USD/kWh
Ahorro por hogar	2,1	USD/Mes
Tasa descuento UTE	10%	%
Vida util	10	años
VPN pérdida UTE	**$ 155**	**USD/unidad**

Beneficios Ambientales		
Emisiones evitadas (E)	6,6	USD/MWh
Beneficio ambiental	0,10	USD/mes
Tasa descuento PAIS	7%	
VPN ahorro PAIS	**$ 8,3**	**USD/unidad**

Costos UTE		
Incentivo directo UTE	51,6	USD/unidad
Administración y mktg del programa	15%	%
NAB (Neto a Bruto)	90%	%
Costo adm y mktg del programa	**7,7**	**USD/unidad**
Costo Bruto Total UTE	**$ 66**	**USD/unidad**

Beneficios No Energéticos			
Razón de Precio de Cuenta (RPC)	informe del 2004		
Rubro	RPC		
Electricidad Residencial	1,05		
mano de obra semi calificada	0,6		
Artefactos eléctricos importados	0,93		
	Valor mercado	Valor PC	
Ahorro a VPN usuarios (BS a PC)	263	**276**	
Inversión Equipos	300	279	
Inversión adm y mktg (UTE)	9	5	
Costo MCE a Precio de Cuenta		**284**	

Luego, se obtiene el siguiente cuadro:

BENEFICIOS	USD/unidad	var	**COSTOS**	USD/unidad	var
Beneficio UTE	221	S	Costo adm UTE	9	O
Beneficio usuarios	263	B	Costo incentivos	57	I
Reducción de emisiones	8	E	Costo Neto instalacion equipos	300	M
Beneficios sociales	276	BS	Pérdida UTE menores ventas	155	BB
			Costo equipos + adm UTE @ PC	284	O+M @PC

Nótese en este caso que el incentivo directo es de USD 51,6/unidad, y se asume un coeficiente NAB=90%.

A partir de allí, se obtienen las siguientes relaciones costo/beneficio:

	USD/unidad				
Perspectiva	COSTO		BENEFICIO		RATIO
TCP	300	M	315	B+IxNAB	**1,0**
CAP	66	O+I	221	S	**3,3**
CSC	284	O+M@PC	285	BS@PC+E	**1,0**
ITUCR	221	O+I+BB	221	S	**1,0**

Este cuadro indica que desde la perspectiva del participante del programa (**TCP**), por cada dólar que invierta, ganará 1,0 (a VPN) lo que significa que resulta indiferente desde el punto de vista económico y financiero. Sin embargo, los equipos Split de alta eficiencia ("tecnología inverter"), son superiores en calidad, particularmente en cuanto a su operación silenciosa, y menores velocidades del aire (ya que la misma es modulante), lo que representa un mayor confort para el usuario.

Para UTE, a pesar de incentivar económicamente cada instalación, y costear los gastos de administración y marketing del programa tendría un beneficio positivo a valor presente de USD 221/equipo, por lo que el ratio da 3,3.

Se espera que la medida evite una energía de 14,8 kWh/mes al usuario en promedio anual. Así, el ahorro durante la vida útil de la medida es de 10añosx12mesesx14,8kWh/mes= 1782 kWh.

	USD/kWh		
Perspectiva	Costo (Co)	Beneficio (Be)	Be-Co
TCP	0,168	0,177	**0,008**
CAP	0,037	0,124	**0,087**
CSC	0,159	0,160	0,000
ITUCR	0,124	0,124	0,000

Este cuadro muestra el costo y beneficio desde cada perspectiva, en términos de dólares por kWh evitado y muestra como para el usuario es levemente positivo, para la sociedad en su conjunto es neutro. Esto implica que para la sociedad en su conjunto no resulta un beneficio relevante, ya que se considero que toda la inversión es de un equipo importado. Estudios más precisos, deberían contabilizar de manera más adecuado la mano de obra de instalación, que si es local, lo que mejoraría la valorización a precios de cuenta, es decir el beneficio social del proyecto.
Asimismo, estos valores son promediados, por lo que cuando se trata de usuarios con mayor intensidad de uso de estos equipos, los números se volverían más favorables aún.

4.6.3.- Metas del programa:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS		
Penetración	100%	%
Cantidad instalaciones	115903	instalaciones
Energía evitada	23,0	GWh/año
Potencia Media Evitada	2,6	MW
Inversión UTE acumulada	8	MMUSD
% Incentivo/costo incremental	17%	%
Costo por MWm instalado	2,9	MMUSD

Es relevante notar que la potencia media evitada es muy pequeña según este cuadro debido al bajo factor de utilización de estos equipos. Sin embargo, si se piensa que estos equipos se usan con gran intensidad en los momentos de temperaturas extremas, que coinciden con los picos de demanda del sistema (tanto en verano como en invierno), resulta claro ver que la potencia pico evitada, será muy superior a la potencia media anual evitada.
En efecto, los equipos de aire acondicionado se usan pocos meses por año, y en esos meses pocas horas por día, pero lo usual es que cuando se usan masivamente, "empujan" fuertemente el pico de demanda del sistema. Es así, que este es un claro ejemplo de una MCE, cuyo beneficio para UTE, probablemente este muy subvalorado, al contabilizarlo en términos de potencia media evitada, en lugar de la

potencia pico coincidente con la del sistema. Si se contará con las curvas de carga de la demanda evitada (como se mencionó antes) se podría calcular con mayor precisión estos ahorros adicionales, lo cual resulta de interés para profundizar en estudios posteriores al presente trabajo.

4.7.- Resumen de resultados para Sector Residencial

Se muestra a continuación un resumen de los resultados esperables y los costos asociados para un portafolio básico de programas de eficiencia energética que promuevan mediante incentivos directos, la rápida incorporación de MCE a nivel de la demanda.

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS - SECTOR RESIDENCIAL

	Panel solar	Heladeras	Lámparas	Calefones	Lavarropas	Aires Acond.	Total / Promedio	
Penetración/Potencial	30%	20%	50%	30%	30%	100%	43%	%
Cantidad instalaciones	262500	233792	2020000	75519	242709	115903	2950424	unidades
Energía total evitada	432,4	68,7	146,1	61,7	16,3	23,0	748,1	GWh/año
Potencia Media Evitada	49,4	7,8	16,7	7,0	1,9	2,6	85,4	MW
Incentivo unitario	474	75	6,4	188	17	52	136	USD
Costo incremental unitario	1500	300	9	300	200	300	435	USD
Inversión UTE acumulada	159	25	30	20	5	8	248	MMUSD
Incentivo/costo incremental	32%	25%	72%	63%	9%	17%	36%	%
Costo por MWm instalado	3,2	3,2	1,8	2,9	2,9	2,9	2,9	MMUSD

Así, se podrían evitar 85,4 MW medios solamente en el sector residencial, con una inversión acumulada de UTE de USD 248 millones, lo que traducido a valores de la jerga de la planificación de la generación energética, resulta de 2,9 MMUSD/MWm. Recuérdese que el valor de MWm es muy distinto al de MW instalado, ya que el último es el valor nominal de una planta de generación y que en la practica es afectado por factores de planta (aprox. 0,35 para el caso eólico por ejemplo). Por tanto, considerando los NW (negavatios) como una alternativa a la incorporación de nueva generación, no cabe duda que es una forma mucho más económica, limpia y con impactos favorables a nivel de la sociedad en su conjunto.

Se analiza a continuación, como una primer aproximación, y al sólo efecto de visualizar una estimación de las posibles metas de un programa de incentivos en todos los sectores.

Para ello, bajo la hipótesis que el resto de los sectores (industrial y servicios), se pudiera comportar en cuanto a costos y beneficios, de la misma manera que el sector residencial, se estima como primer aproximación las siguientes metas a nivel nacional:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS			
	Potencial	Demana evitada	Inversión UTE
Sector	kTep	NWm*	MMUSD
Residencial	121	85,4	248
Comercial y Servicios	30,1	21,3	62
Industrial	19,9	14,1	41
Total		121	350
*Demanda evitada en bornes de generación			

Se podría estimar que una política activa de incentivos a equipos eficientes en los 3 sectores, redundaría en una demanda evitada total de 121 MWm, con un costo directo para UTE en este portafolio de programas de eficiencia energética de USD 350 millones.

5.- Casos de estudio.

5.1.- Alumbrado Público de Maldonado (Uruguay).

La intendencia de Maldonado ha desarrollado una licitación pública internacional para sustituir todo el parque de alumbrado público del departamento (apertura de la licitación abril 2012).

En líneas generales el pliego impone las siguientes obligaciones:

- Sustituir el 100% de las lámparas y luminarias del departamento (unas 30.000 puestas.
- Lograr un ahorro mínimo del 40% de energía eléctrica, manteniendo el nivel de iluminación[xlvi] (utilizando el criterio de los pupil lumens).
- Se debe garantizar una vida mínima sin fallas de todos los componentes de al menos 40.000 horas de uso.
- La IDM no hará ningún desembolso inicial por el proyecto. Los pagos por la inversión se harán en cuotas, con los ahorros que genere el cambio de tecnología.

A continuación se muestra el parque y consumo de luminarias existente, y el ahorro previsto (mínimo según pliego). (SAP: Lámparas de Sodio Alta Presión, HGAP: Lámparas de Mercurio).

LICITACIÓN PUBLICA MALDONADO 2012 (SUSTITCUCION LÁMPARAS)

	SERVICIO DIRECTO			
Tipo de lampara	VATIOS existentes	CANTIDAD	Consumo en kWh/mes	Ahorro kWh/mes (40%)
SAP	400	275	40.150	16.060
SAP	250	0	-	-
HGAP	250	5120	467.200	186.880
SAP	150	3580	196.005	78.402
HGAP	125	730	33.306	13.322
	SUBTOTAL	9705	**736.661**	294.664

	SERVICIO MEDIDO			
Tipo de lampara	VATIOS existentes	CANTIDAD	Consumo en kWh/mes	Ahorro kWh/mes (40%)
SAP	400	635	84.984	33.994
SAP	250	2100	175.656	70.262
HGAP	250	10448	873.932	349.573
SAP	150	5879	295.052	118.021
HGAP	125	1452	60.727	24.291
	SUBTOTAL	20514	**1.490.351**	596.140

	NMWh/año	NW	**NW medios**
AHORRO TOTAL (40%)	10.690	**2,4**	1,2

Fuente: Elaboración propia en base al pliego de licitación de IDM

En este caso en particular se observa que el ahorro por la implantación de este proyecto, sería de 1,2 NW medios a nivel de la demanda y de 1,4 NW en bornes de generación (por las pérdidas de trasmisión y distribución).
El alumbrado público se utiliza exclusivamente en la noche, y en particular en el invierno, el horario de encendido comienza en el entorno de las 19 hs. Esto evidencia que en realidad la demanda retirada, coincide con la punta del sistema a nivel nacional. En este caso se puede afirmar que la implantación de este proyecto eliminaría **2,7 MW del pico de demanda del país** (considerando las pérdidas de T&D).

Los cálculos de la tabla precedente se han elaborado siguiendo el criterio mínimo exigido por los pliegos de la licitación, es decir un 40% de ahorro de energía, sin embargo las ofertas presentadas consistían en lámparas de inducción magnética o Leds, con ahorros del orden del 50% al 55%, lo que aumenta el ahorro calculado previamente.

Extrapolación a todo el país:
Del reporte denominado "UTE EN CIFRAS"[xlvii] se extrae el siguiente cuadro:

5. ENERGIA VENDIDA AL MERCADO INTERNO (GWh)				
CATEGORIA TARIFARIA	**2005**	**2008**	**2009**	**2010 (*)**
General	677	661	660	689
Residencial	2.526	2.645	2.728	2.646
Consumo Básico Residencial	0	0	0	163
Alumbrado Público	153	138	138	142
Doble Horario General	26	23	22	22
Doble Horario Residencial	167	206	231	281
Doble Horario Alumbra. Público	70	84	92	99
Grandes Consumidores	1.890	2.116	2.113	2.194
Medianos Consumidores	903	1.116	1.205	1.305
Zafra Estival (1)	50	62	46	58
Autoconsumo y cons. Pob. C.Hl	55	63	67	54
TOTAL (**)	6.517	7.114	7.302	7.653

Del mismo puede concluirse que el consumo de energía de Alumbrado Público, (en la tarifa simple más la doble horario), asciende en 2010 a **241 GWh/año**.

Así, a partir de la posibilidad de evitar un 40% de la energía (mínimo requerido por la licitación de la IDM), se podría llegar al siguiente valor a nivel nacional:

Análisis ahorros Alumbrado Público		
Consumo Maldonado AP	26,7	GWh/año
Consumo nacional	241	GWh/año
Ahorro Maldonado (40%)	10,7	GWh/año
Potencial de Ahorro Nacional	96,4	GWh/año
Potencial de Ahorro Nacional	22,0	NW
Potencial de Ahorro Nacional	11,0	NW medios

O sea que se podrían evitar 22 MW de alumbrado publico, que se consumen en la noche. Este es un ejemplo de uso en horas punta, Llano y valle. Pero en este caso no hay duda de que en invierno, aproximadamente a las 20 hs., cuando ocurre el pico de demanda del país, el alumbrado público esta encendido.
Es decir que estos 22 MW evitados, se restan del pico máximo de demanda, y llevados a valores medios, se quitarían de la demanda 11 MW.

Si además se ajusta este valor, elevando el ahorro al 50%, en lugar del 40% utilizado, **la demanda retirada de la punta del SIN si se recambiará todo el alumbrado público ascendería a 28 MW.**

Y si se evalúa en la barra de generación (considerando las pérdidas de T&D), **la demanda retirada de punta ascendería a 31 MW.**

Nótese que el estudio de potencial de Eficiencia Energética de la DNE (2011) citado en el capítulo 3.1, estimaba este potencial en apenas 6,6 MW. Esta diferencia se debe a las hipótesis del estudio, que no consideraban el uso de leds o lámparas de inducción magnética como alternativa, sino solamente el cambio de lámparas de Mercurio remanente en el parque de lámparas por otras más eficientes como son las de vapor Sodio de Alta Presión.
Actualmente, el progreso tecnológico ya permite lograr reducciones de 40% a 55% incluso partiendo de lámparas de sodio, si se admite el criterio de los "pupil lumens" que es el que ha decidido aplicar la IDM.
De acuerdo a consultas verbales realizadas por el autor de esta tesis, la IDM realizó ensayos con este tipo de luminarias, y manteniendo los "pupil luxes", el alumbrado resultó satisfactorio.

5.2.- Plan "Tu ahorro vale doble" (UTE - Uruguay).

Ante las dificultades energéticas que atravesó el país durante el invierno de 2012, UTE implementó un plan de estímulo al ahorro.

La empresa comparó los meses de mayo, junio y julio de 2012 de cada cliente, con el promedio del consumo de los mismos meses de 2011 y 2010. Además del ahorro registrado por el usuario, UTE le otorgaba un descuento adicional como incentivo al ahorro.

Con una fuerte campaña publicitaria de UTE, incluyendo consejos prácticos para que los hogares ahorren energía, se estableció como objetivo lograr un 5% de abatimiento de la demanda del sector.

Evaluación preliminar del plan (a mayo de 2012):

Se transcribe a continuación el informe publicado por UTE:
INFORME SOBRE EL IMPACTO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CAMPAÑA "TU AHORRO VALE DOBLE"[xlviii]

RESUMEN EJECUTIVO

"A partir de un modelo econométrico, utilizado en la programación energética de

corto plazo, se introduce una variable binaria que intenta recoger el efecto de la campaña de ahorro en el mes de mayo de 2012. Los resultados de la estimación econométrica no resultaron factibles en la semana del 5 al 11 de mayo inclusive, en cambio en lo correspondiente al periodo que va del 12 al 25 de mayo inclusive dió un coeficiente de ahorro del 2,8% aplicable a la demanda prevista para ese periodo, que implicaría un ahorro de 10.242 MWh.

Si valorizamos al costo marginal promedio de las semanas en cuestión, el cual correspondió a USD 444/MWh, esto significa un ahorro de generación por efecto de la campaña que representan USD 4.547.448. Descontado lo que hubiéramos recaudado por la venta de energía de USD 2.048.400 (precio medio de venta de USD 200/MWh) y la bonificación a clientes que deberemos efectivizar de USD 1.884.528, (precio medio de bonificación de USD 184/MWh), el neto resulta de USD 614.520 favorables a la implementación de la campaña."

Es interesante mencionar adicionalmente, que de acuerdo a la encuesta realizada por Interconsult a pedido de UTE en este mes, el 83% de los hogares respondía que era posible reducir su consumo en los meses de la campaña de ahorro, el 9% decía que no podía y el 8% que no sabía, lo que abre un expectativa importante en cuanto al efecto que podría lograrse.

5.3.- "Plan Solar" (UTE – DNE / Uruguay).

Se transcribe a continuación la información que surge del sitio web oficial del plan solar (www.energíasolar.gub.uy),

"El **Plan Solar** es una herramienta para desarrollar la Energía Solar Térmica (EST) en Uruguay, en línea con la Política Energética al 2030 de diversificar la matriz energética, principalmente a partir de fuentes autóctonas y renovables. También se contribuye al cambio cultural de una mayor concientización por parte de las familias, respecto a la eficiencia energética.

De la encuesta de Fuentes y usos de Energía, en promedio el 37 % de la factura eléctrica de una familia está destinada al calentamiento de agua. El sistema solar a instalar en el Plan Solar podrá ahorrar entre un 60 y un 70 % del consumo de energía destinada al calentamiento de agua.

La **DNE coordinó el Plan Solar** con todas las instituciones públicas y privadas que se consideró podían aportar al mismo. También, **definió el equipamiento** que se podrá instalar en el **Plan Solar**, seleccionando una buena calidad de equipamiento, para que las instalaciones que se realicen sean lo más duraderas posibles y no tengan problemas de calidad.

La elaboración del **Plan Solar** intenta bajar las dos barreras principales identificadas para la incorporación de sistemas solares para calentar agua en las familias: 1) Inversión inicial alta y 2) Desconocimiento del tema y dudas sobre el real beneficio

Para la barrera uno:

a. **financiación del BHU** hasta en **60 cuotas** (5 años), lo cual hace que el valor de la cuota sea muy similar al ahorro que se obtiene por utilizar menos tiempo el calefón.
b. **UTE brindará un bono de eficiencia** a cada familia que se adhiera al plan de **350 pesos por mes durante un año** (a descontar de la factura de UTE)
c. **los fabricantes nacionales estarán exonerados de IVA** (Decreto 451-11, reglamentario Ley 18.585)

Para la barrera dos:

UTE promocionará el Plan Solar mediante campaña de medios, informando a las familias (centros comerciales, call center - 0800, sitio web).

De forma que sea una inversión segura para la familia, el sistema solar tendrá un **seguro** (brindado por el **BSE**) por un período de 5 años **contra robo, clima (granizo, vientos, etc), vandalismo y contra terceros por 50.000 U$S.**

El sistema solar tendrá una garantía mínima de 5 años y una vida útil que se estima mayor a 15 años (existen sistemas con vida útil mayores a 25 años)

La inversión no tendrá riesgo para la familia, ya que está pagando el sistema Solar en 5 años (en caso de financiar con el BHU) y ante algún problema durante ese período, lo cubriría la garantía o el seguro. Además que es el período que se calcula que se estaría amortizando el sistema para precios de sistemas solares estándares. **Ursea** evaluará los aspectos relacionados a la **calidad y seguridad de los equipamientos** de EST."

Al momento de finalizar la redacción de esta tésis, el plan solar estaba siendo lanzando, y realizándose ajustes para su puesta en marcha, como por ejemplo la acreditación de los paneles solares aprobados.

El plan es bastante ambicioso, y cubre varias áreas clave para asegurar la calidad y duración de las instalaciones, el financiamiento y un cierto grado de incentivo. Se desconoce en esta etapa el nivel de penetración que alcanzará el mismo, y esto recién se conocerá pasados varios meses o años a partir del lanzamiento.

Como comentario personal del autor de esta tesis, cabe resaltar que el nivel de incentivo calculado a través de la metodología de los costos evitados, presentados previamente, ascendía a USD 474/unidad. Este valor hallado, se basaba en lograr un programa equilibrado y ambicioso, pero a la vez evitando impactar en las tarifas de UTE.

El nivel de incentivo adoptado en este plan, es de menos de la mitad de dicha cantidad, es decir unos USD 200 ($ 350 x 12 meses).

Se adjunta a continuación copia de la resolución de directorio de UTE, que aprobó el otorgamiento del incentivo en el marco de este plan.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Directorio

Serie Ce 0103274 - 1 - ACTA ..... HOJA Nº.....

//tevideo, 16 de diciembre de 2011.-

R 11.-1907

VISTO el expediente EX11025675, que eleva la Gerencia Comercial, relacionado con la propuesta de lanzar un plan denominado "Plan Solar" de promoción de calentadores solares, con el objetivo de facilitar el uso de equipos que aprovechan la energía solar para calentar agua con fines sanitarios en el sector residencial;----------

CONSIDERANDO: I) el marco jurídico que impulsa el desarrollo de los colectores solares, Ley N° 18.585 de 18-09-09 sobre investigación, desarrollo y formación en el uso de la energía solar térmica y la Ley N° 18.597 de 21-09-09 sobre regulación y promoción del uso eficiente de energía en el territorio nacional; ----------

II) que el Plan Solar es una acción de promoción de calentadores solares interinstitucional en el que intervienen la Dirección Nacional de Energía (DNE), el Banco Hipotecario del Uruguay (BHU), y la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA); ----------

III) la coyuntura energética pautada en altos costos de generación en los próximos 5 años y la demanda eléctrica creciente en el sector residencial;----------

IV) que es primordial posicionar a UTE como la empresa que entiende que el crecimiento económico de la sociedad debe basarse en una evolución sustentable del consumo energético, atendiendo a un uso final eficiente de la energía así como promoviendo y/o adquiriendo una oferta de energía basada en energías alternativas renovables;----------

V) que existe a nivel mundial un creciente uso de tecnologías que utilizan recursos naturales renovables y en particular antecedentes regionales de promoción de colectores solares;----------

VI) el informe de la Gerencia de Sector Mercado en el que se estima como un mercado potencial a clientes con Tarifa Residencial Simple y un consumo mayor de 400 kWh promedio mensual, lo que representa un potencial de

RE190711-16122011-A17986-1/3

COD. 609372 - 20.000 - Serie Ce 103.001 al 123.000 - 10/2011 - OT/8320 - RILDA S.A.

sustitución del orden de los 210 GWh, aproximadamente un 2,8% de la energía vendida en 2010;----------

VII) los antecedentes de promoción de tecnologías eficientes por parte de UTE (Productos comerciales, lámparas de bajo consumo);----------

IX) que con la implementación del plan, UTE logra beneficios positivos de 2.1 millones de dólares, siendo los mismos especialmente significativos en los próximos 5 años, debido al ahorro de costos e inversiones en generación;----------

X) que con el fin de lograr el objetivo de facilitar el uso de equipos que aprovechan la energía solar para calentar agua con fines sanitarios en el sector residencial, se propone realizar:----------

a) una campaña de comunicación del plan solar en distintos medios, con un costo estimado asociado para la misma de U$S 250.000; ----------

b) un descuento comercial en facturas de UTE por un período posterior a la instalación de calentadores solares para todos los clientes que han optado hasta el momento u opten por este tipo de equipos, siempre que sean modelos que figuren dentro del listado de calentadores solares aprobado por la DNE,----------

EL DIRECTORIO DE U.T.E. RESUELVE: ----------

-- 1º.- Aprobar el "Plan Solar", en las condiciones establecidas en la presente Resolución, interactuando con la Dirección Nacional de Energía, el Banco Hipotecario del Uruguay, y la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua para la ejecución de la operativa del mismo.----------

-- 2º.- Aprobar un descuento comercial en la factura de UTE de $ 350 por 12 meses para los clientes que hayan adquirido hasta el momento o adquieran calentadores solares para agua caliente sanitaria aprobados por la DNE.----------

-- 3º.- Facultar a la Gerencia Comercial a fijar la fecha de entrada en vigencia del mencionado Plan.----------

RE190711-16122011-A17986-2/3

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Directorio

Serie Ce 0103275 - 3 - ACTA ..... HOJA Nº.....

Vuelva a sus efectos a la Gerencia Comercial. ----------
RE190711

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Presidente

Dr. Jorge J. Fachola
Secretario General

COD. 699372 - 20.000 - Serie Ce 199.001 al 120.000 - 10/2011 - OTI/8320 - RILDA S.A.

RE190711-16122011-A17986-3/3

5.4.- "Plan A Todas Luces" (UTE / Uruguay).

"El Plan A Todas Luces" fue llevado adelante en los años 2008 y 2009 por UTE, con el objetivo de sustituir aproximadamente 2 millones de lámparas incandescentes por otras fluorescentes compactas (LFC) clase "A". El mecanismo consistió en la entrega gratuita de 2 lámparas a cada cliente residencial de UTE, contra la entrega de 2 lámparas incandescentes.

A continuación se transcribe el análisis preliminar (al 31/8/2008) de los resultados de dicho plan, elaborado para la DNE por una consultora independiente[xlix] cuyo informe final fue publicado en Abril de 2010.

1.1: PENETRACIÓN EN EL MERCADO DE LÁMPARAS EFICIENTES PARA EL SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL

3.2.1. Objetivo El objetivo del Procedimiento # 1.1. es determinar la penetración de lámparas eficientes en el mercado de consumidores de energía en el sector residencial y en el sector comercial. En base a dicha información se determinarán los ahorros de energía y la consecuente reducción de gases de efecto invernadero logrado a través del ingreso de las lámparas eficientes al mercado. Muy buena parte del consumo eléctrico en Uruguay es residencial. A su vez 14% del consumo eléctrico de los hogares corresponde a iluminación. No llama la atención, entonces, que la introducción de lámparas eficientes en el mercado sea el primer ejemplo de aplicación de política de eficiencia energética en el país. En efecto, el PEE, a través del componente UTE, implantó un plan nacional de sustitución de lámparas ineficientes (incandescentes) por lámparas eficientes (Lámparas Fluorescentes Compactas, LFC. Este plan, denominado "A todas luces", se concentró en el sector residencial y consistió en la entrega de 2 LFCs a cada cliente residencial de UTE. El mismo comenzó en el mes de septiembre de 2008 y al 31 de diciembre se habían canjeado de acuerdo a la información proporcionada un total de 1.474.970 (sin considerar devoluciones) lámparas (64% del total previsto).

Si bien este tipo de programa tiene un efecto multiplicador muy importante (de hecho es uno de los objetivos del mismo es incentivar el cambio cultural), para el Informe con cierre 31 de diciembre de 2008 no se incorporará dicho efecto. En otras palabras el nivel de penetración de lámparas eficientes en el sector residencial y comercial quedará circunscrito por los efectos del plan anteriormente mencionado.

3.2.3. Resultados Obtenidos

a) Ahorro de energía del programa "A todas las luces" de UTE

Ahorro 1 día 1 Lámp = 3/4 x 3,5 hrs. x 60 Watts Ahorro Día X = Cantidad de lámparas entregadas (Día X) x Ahorro 1 Lamp Ahorro 2008 = Suma (Ahorro Día X) para todo el período Ahorro 2008 = 16294 MWh. Factor de corrección = 0,95 (Roturas, devoluciones, etc.-), Rendimiento de utilización (Perdidas técnicas) = 90 % Referencia: Metodología AMS II C

Ahorro de energía al 31 de diciembre del año 2008 = (16.294 x 0,95) / 0,9 MWh = 17.199 MWh

b) Reducción de emisiones del programa “A todas las luces” de UTE

Los factores de conversión se obtuvieron del documento oficial elaborado por la Unidad de Gestión Ambiental de UTE con el propósito de presentar el proyecto MDL de un parque eólico de 10 MW. En dicho documento se realizó el cálculo del factor de emisiones del sistema eléctrico uruguayo bajo la metodología de Naciones Unidas denominada “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Para el cálculo de la reducción de emisiones se trabajó con un factor de conversión de 0,575 ton CO2/MWh. Esta factor se ha utilizado como referencias para los más recientes proyectos MDL desarrollados en Uruguay.

c) Penetración del programa “A todas luces” de UTE

Penetración del programa respecto al parque lumínico total

Penetración 2008 = Lámparas eficientes entregadas durante el 2008 / Parque Lumínico

Lámparas eficientes entregadas = 1.474.970 (Fuente:UGP)

Parque lumínico = 11.783.558 (Fuente: Encuesta 2006, Fundación Bariloche)

Supuesto: Se tomaron la totalidad de artefactos de iluminación del medio urbano y rural que tienen como fuente la energía eléctrica.

Penetración = 1.474.970 / 11.783.558 = 0,1252

Factor de conversión	Reducción CO2
0,575 tonCO2/MWhr	9.889

Penetración en porcentaje = 12,52% respecto al parque lumínico total

5.5.- FUDAEE (MIEM/DNE – Uruguay)

5.5.1.- Introducción

Dando cumplimiento al artículo 17 de la Ley Nº 18.597 de Uso Eficiente de la Energía, en marzo de 2012 se publicó el Decreto Nº 86/012 aprobando el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE).

La Ley de Uso Eficiente de la Energía, y la aprobación del decreto, marcan un hito en la historia de la regulación energética del país, y sin duda tendrá un alto impacto en la eficiencia energética de Uruguay.

El cometido del fondo es brindar financiamiento para la asistencia técnica en eficiencia energética, promover la eficiencia energética a nivel nacional, financiar proyectos de inversión en eficiencia energética, promover la investigación y

desarrollo en eficiencia energética y actuar como fondo de contingencias en contextos de crisis del sector energético.

En particular, se creará un mecanismo del estilo de "bonos blancos", es decir certificados de energía evitada, que tendrán un valor de mercado, estos certificados serán administrados conforme a las siguientes regulaciones (entre otras):

El art. 3 en su numeral A, establece lo siguiente:
El FUDAEE tendrá los siguientes cometidos:
A) Administrar y asegurar la transparencia de las transacciones de certificados de eficiencia energética, conforme a las directivas que establezca el Poder Ejecutivo, haciendo efectivos los certificados mencionados por su valor nominal de conformidad con los procedimientos establecidos en el Manual de operaciones.

El art. 5 establece lo siguiente:
Las fuentes de fondos para constituir dicho fondo, surgen (entre otras posibles fuentes) de gravar las ventas brutas de ANCAP, UTE, MONTEVIDEO GAS S.A. y CONECTA S.A., con el **0,13%** de sus ventas de energéticos (combustibles, energía eléctrica, gas y derivados al consumidor final o intermediarios).

Para la determinación del aporte se incluirán los montos de ventas de los energéticos cualquiera fuera su fuente de origen, neto de impuestos destinados al mercado interno, excluyéndose las realizadas entre los prestadores cuando la adquisición se realice como insumo para la producción del respectivo energético.

Este porcentaje podrá ser aumentado hasta un tope de **0,25%.**

El art. 7 establece lo siguiente:
"Las empresas podrán realizar hasta un 30% del aporte anual adeudado con certificados de eficiencia energética exigibles que fueron obtenidos en años anteriores y por su valor nominal"

El art. 8 establece lo siguiente:
"Los generadores de energía eléctrica… que desarrollen inversiones en nueva capacidad de generación eléctrica o ampliación de la capacidad existente…. que provenga de la utilización de fuentes fósiles de energía, excluyendo los proyectos de cogeneración , aportarán por una única vez y como condición previa a la puesta en funcionamiento de las instalaciones, el monto equivalente al 1% de la inversión total".

5.5.2.- Costos y oportunidades de ahorros para UTE

Dado que UTE esta obligada a aportar un 0,13% de sus ventas brutas al mercado interno a partir del 2012, puede estimarse que monto le corresponderá abonar anualmente.

En el año 2011, UTE facturó al mercado interno USD 1519 millones[l], por lo tanto el monto aproximado que UTE deberá aportar anualmente con esa base de ventas, sería de USD 2 millones al año.

Por tanto, se puede estimar que UTE podría tener como ahorro de aportes al FUDAEE, un 30% de dicho monto, es de decir unos USD 600.000 al año, al implementar proyectos de ahorro de energía.

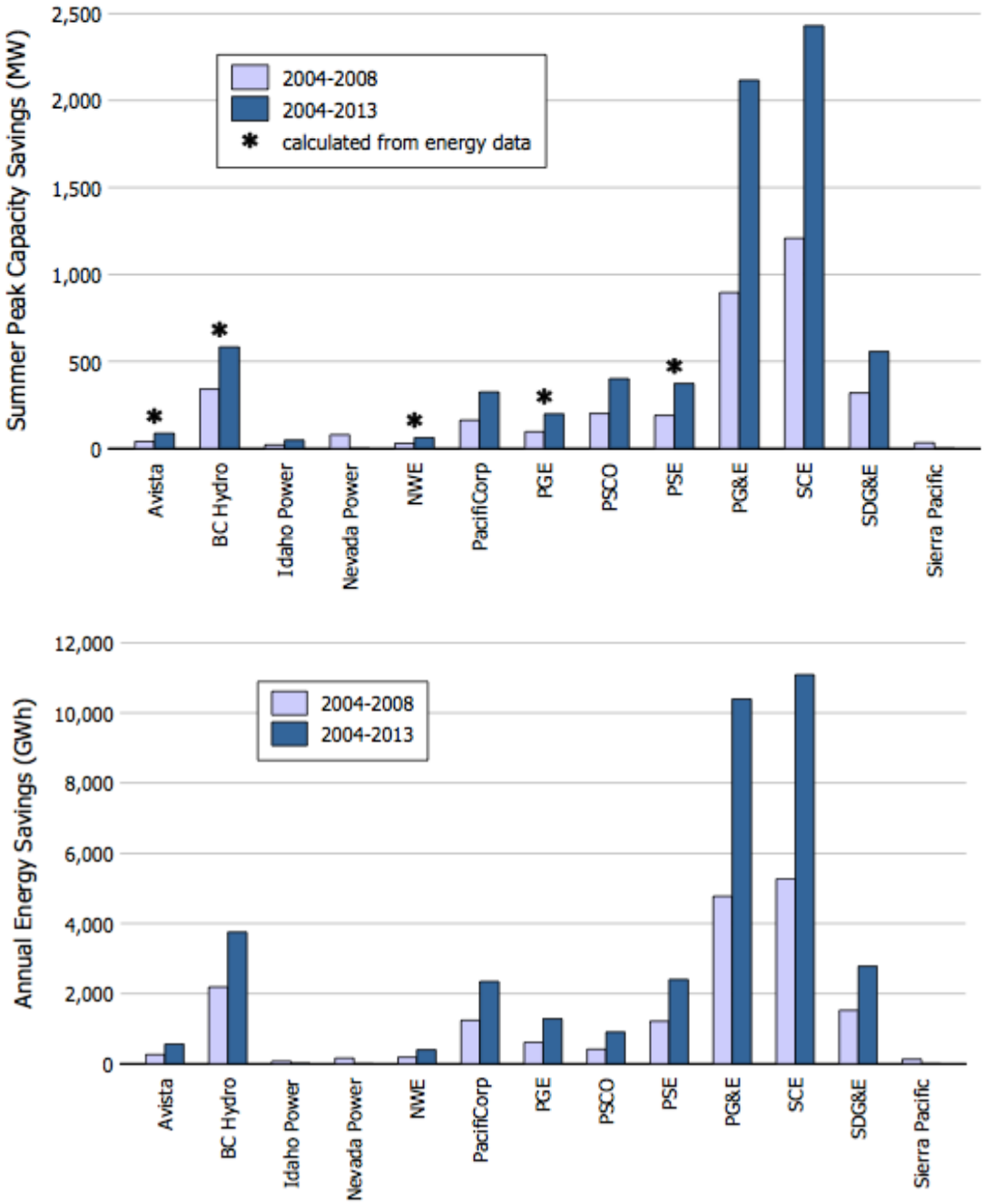
Por otro lado la futura incorporación del ciclo combinado que esta en proceso de licitación de UTE, y para el cual se estima una inversión del orden de USD 500 millones, impondrá a UTE en el corto plazo un aporte de unos USD 5 millones.

Por tanto, se puede estimar que UTE podría tener como beneficio adicional un 30% de dicho monto, es de decir unos USD 1,500.000 al poner en funcionamiento dicha planta de generación a partir de combustibles fósiles.

Por tanto, los proyectos que implemente UTE destinados a promover la eficiencia energética del lado de la demanda, serán pasibles de recibir “bonos de eficiencia”, que tendrán un valor, que de otro modo serían pagados por UTE al FUDAEE.

5.6.1.- Ejemplos de impactos en distribuidoras eléctricas de USA

Véase a continuación una evaluación de los logros de programas de eficiencia energética de 13 compañías eléctricas del oeste de Estados Unidos, según el reporte: Energy Efficiency in Western Utility Resource Plans 2006[li]



Nótese el alto impacto que han tenido estos agresivos programas de eficiencia energética del lado de la demanda, especialmente en distribuidoras como la SCE y PG&E, con demandas evitadas de la punta del sistema (en verano en su caso), del orden de 2000 MW a 2500 MW. Considerando que la demanda máxima de Uruguay

es de unos 1750 MW (2011), resulta impactante como este tipo de portafolios de programas logran retirar una demanda mayor que la de todo el Uruguay.

Véase a continuación, las conclusiones del mismo estudio, sobre la tasa de crecimiento acumulativo anual de la demanda, con y sin programas de EE:

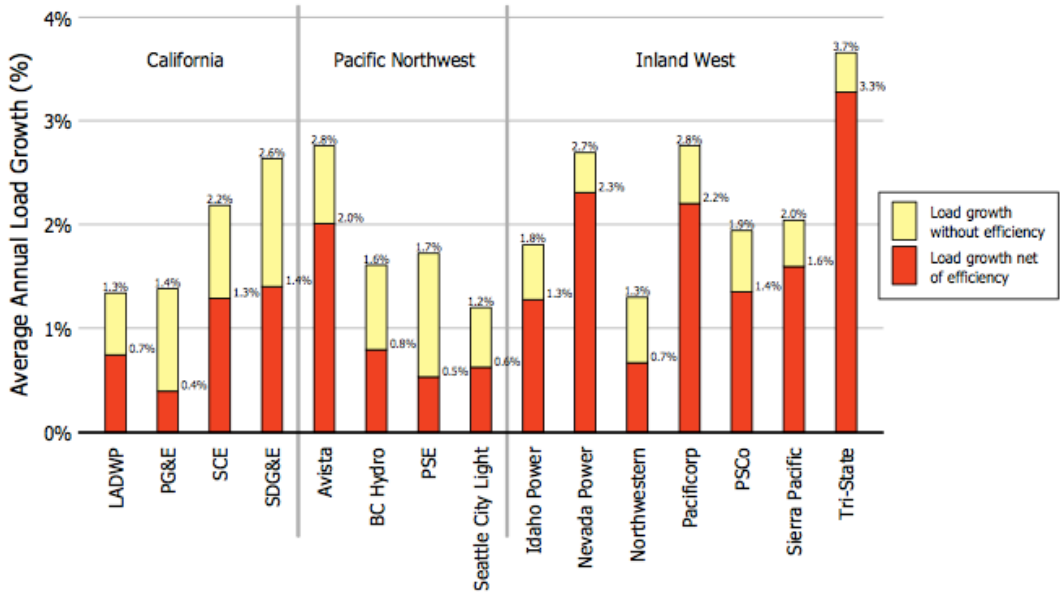


Figure 2. Impact of Energy Efficiency Programs on Forecast Energy Load Growth: Ten-Year Timeframe

Se muestra a continuación, (de el mismo estudio citado), la contribución a la EE de las distintas acciones. Nótese que las de color rojo, son las relacionadas con acciones a nivel de la demanda, especialmente mediante incentivos a la adquisición de equipos eficientes).

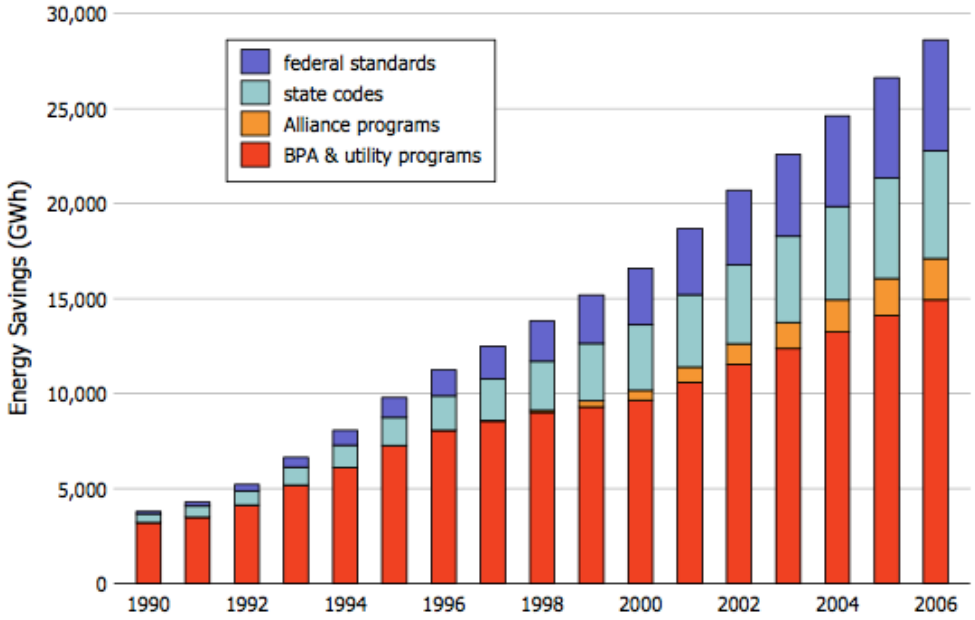


Figure 5. Energy Efficiency Resources in the Pacific Northwest: 1990–2006
Source: NPCC (2008)

Es interesante citar las palabras del CEO (Chief Executive Officer) de la PG&E, una de las grandes distribuidoras eléctricas de California, Peter Darbee[lii]:

"Cuando le explico a los grandes clientes, que estaríamos felices si les vendiéramos menos electricidad, me miran como si se me hubieran quemado unas cuantas células del cerebro"
"Los programas de Eficiencia Energética, cuestan a los consumidores de electricidad, menos de la mitad de lo que deberían pagar para costear la instalación de nuevas plantas de generación".

5.6.2.- El caso de SCE (South California Edison)

En estados Unidos, se observa que las distribuidoras eléctricas desarrollan portafolios de programas de eficiencia energética, que procuran focalizar por segmentos y usos finales de la energía.

A modo de ejemplo, se muestra en este apartado los programas vigentes y evaluaciones de los resultados logrados recientemente para el caso de la SOUTH CALIFORNIA EDISON.

Esta es una distribuidora eléctrica, que atiende una población de unos 14 millones de personas, en la zona sur del estado de California.

A continuación algunas imágenes de los programas vigentes, extraídos de su página web (http://www.sce.com/residential/rebates-savings/rebates-savings.htm):





MULTIFAMILY ENERGY EFFICIENCY REBATE PROGRAM

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON®
An EDISON INTERNATIONAL® Company

PRODUCT REBATE SCHEDULE

Read the product specifications before purchasing.

LIGHTING

The SCE Multifamily Energy Efficiency Program offers a wide variety of energy-saving **Lighting products and services** that not only conserve energy use, but they may also reduce routine maintenance and improve the security of your complex. By switching to energy-efficient equipment, you'll lower the cost of dwelling space lighting, security lighting and lighting in laundry rooms, walkways and other common areas. In addition to lower electricity costs, you'll benefit from these longer lasting lights because you won't need to change them as often.

For a complete list call (800) 736-4777 or visit www.sce.com/multifamily.

PRODUCT *(RESERVATION REQUIRED) Refer to top of page 3 for "How to Reserve"*	QUANTITY PURCHASED IN APARTMENT (A)	QUANTITY PURCHASED IN COMMON AREA (B)	PRODUCT REBATE (C)	REBATE TOTAL AMOUNT (A + B) X C
A. LED POOL AND SPA LIGHTING Dusk to Close (operating hours of 6pm-10pm)			$50.00/each	
Dusk to Dawn (operating hours of 6pm-6am)			$75.00/each	
B. ENERGY STAR® LABELED CEILING FANS WITH ENERGY STAR® CFL(s)			$20.00/each	
C. HIGH-EFFICIENCY CLOTHES WASHERS Residential In-Dwelling Area HE Clothes Washer			$50.00/each	
Commercial Common Area HE Clothes Washer			$100.00/each	
D. ENERGY-EFFICIENT ELECTRIC STORAGE WATER HEATERS			$30.00/each	
E. ENERGY STAR® LABELED REFRIGERATORS **Get CASH for Recycling! Call 1-800-234-9722 for details**			$50.00/each	
F. ENERGY-EFFICIENT PACKAGE TERMINAL AIR CONDITIONERS AND HEAT PUMPS Energy efficiency must exceed Title 20 by at least 20%			$150.00/each	
G. HIGH PERFORMANCE DUAL-PANE WINDOWS (Spectrally selective low E glass)			$0.75/sq. ft.	
H. ATTIC AND/OR WALL INSULATION (Electric resistance heating required)			$0.15/sq. ft.	
I. COLD VENDING MACHINE CONTROLS			$100.00/each	

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON®
An EDISON INTERNATIONAL® Company

Home : About SCE : Outage Center : Contact Us : My Account Search GO

Residential | Business | Customer Service | Environment | Community | Safety | Edison International

Home > Residential > Rebates & Savings > Appliances

SCE.com Log In

User Name:

Password:

Remember Me

LOG IN

Forgot your password?
New user? Learn more | Register

- Rebates & Savings
  - Appliances
    - ENERGY STAR®-Qualified Refrigerator
    - Refrigerator and Freezer Recycling Program
    - Electric Water Heater
  - Heating and Cooling

Rebates & Savings - Appliances

Energy Efficient Electric Water Heater Or Hybrid Electric Heat Pump Water Heater Rebate

Save Energy And Money – And Get $30 Back

Get **$30** when you purchase an energy-efficient electric water heater or a hybrid electric water heater with heat pump technology.

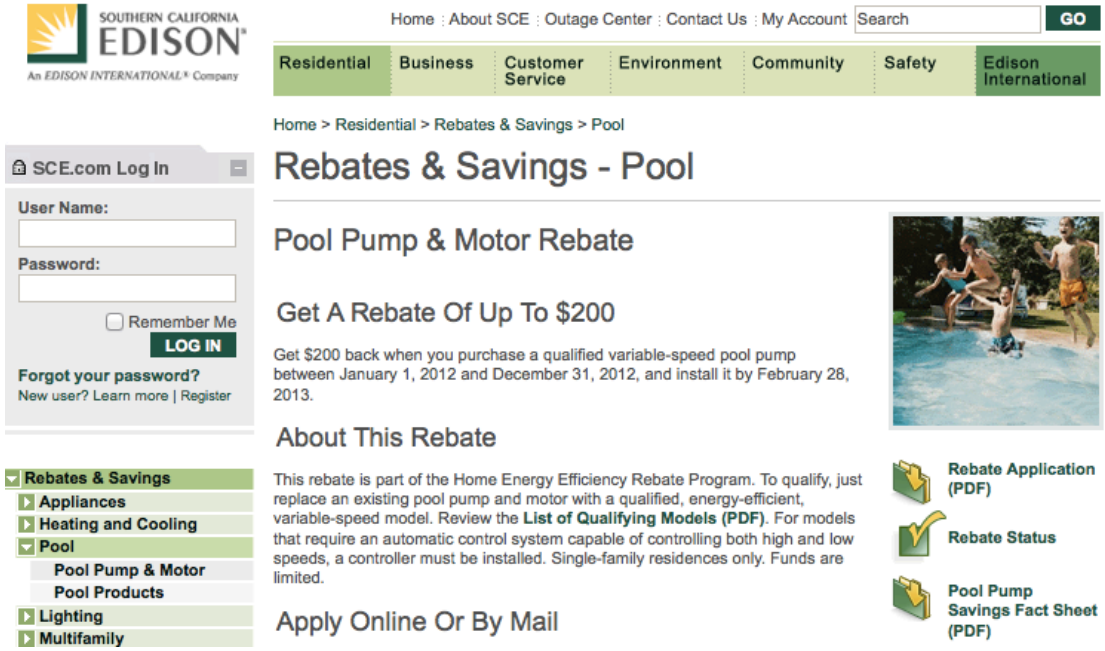


About These Rebates

These rebates are part of the Home Energy Efficient Rebate (HEER) program. To qualify, purchase and install an energy-efficient electric water heater with a minimum of 30 gallons or greater and an energy factor of .93 or higher, or a hybrid electric heat pump water heater with a minimum of 40 gallons or greater and an energy factor of 2.0 or higher. For details, click on the Sign Up Now link below. Rebate funds are limited.

Rebate Application (PDF)

Rebate Status



Existen diversos tipos de programas, y muchos de ellos están focalizados en usos específicos como ser bombas de piscinas, iluminación fluorescente, refrigeradores, ventiladores, etc. También se segmentan los programas por sectores, como por ejemplo viviendas en edificios, viviendas en casas, pequeños y medianos comercios, edificios de oficinas, emprendimientos agrícolas, etc.

Generalmente, se incentivan equipos eficientes mediante devoluciones denominadas en inglés "rebates", cuyo funcionamiento consiste en que luego que el usuario adquirió un dispositivo eficiente incluido en el programa, solicita el incentivo mediante un formulario adjuntando las facturas de compra, y luego de algunos días le llega un cheque a su domicilio con el monto estipulado.

Portafolio de programas de EE de la "SCE"
A continuación se muestra un ejemplo de los resultados de la implantación de un portafolio de programas de una distribuidora de electricidad (South California Edison "SCE" – California-USA[liii]).

En las tablas siguientes se listan los coeficientes (NAB), la vida útil esperada, la inversión incremental del usuario, el incentivo otorgado ("rebate"), para cada uno de los programas del portafolio, siguiendo la metodología de la EPA, detallada en el capítulo 3.3.

Se observa que el coeficiente NAB, va desde 54% hasta 85%, y la vida útil desde 1 a 15 años, según el caso.

En la tabla siguiente se han seleccionado solamente algunos de los programas y medidas de conservación de la energía aplicados por esta compañía eléctrica. El NAB promedio ("Net to Gross Ratio"), resultó en esta lista de 72%, y la vida útil promedio 11 años.

En la columna “electric energy savings (kWh)” se muestran los ahorros anuales por cada MCE, y en la columna “Peak demand reduction (kW)”, la potencia evitada. Estos cálculos se realizan a partir de metodologías pre aprobadas, disponibles en: http://www.energy.ca.gov/deer/

Véase por ejemplo, que la primer MCE listada (Programa de reciclaje de freezers y sustitución por equipos modernos eficientes), consiste en el incentivo a través de “rebates” o sea devoluciones en efectivo, para la sustitución de freezers de 10 a 14 pies cúbicos para el sector residencial. Se estima un ahorro anual de 1124 kWh por freezer sustituido, y 173 W de potencia evitados, un costo para el administrador del programa (compañía eléctrica SCE en este caso) de USD 136,86 por unidad, 10 años de vida útil y un NAB=70%. En el último trimestre de 2009, se pagaron por esta MCE, 353 incentivos directos, (solamente en la zona 6 de la SCE).

En este caso en particular el costo de USD 136,86, se subdividió en USD 50 en incentivo directo al usuario, y USD 86,86 en mano de obra y servicios contratados para el retiro y reciclado del freezer antiguo, y la instalación del nuevo. Se trata de un programa para el retiro de freezers antiguos pero en estado operativo, procurando motivar al usuario a realizar un recambió temprano (antes del fin de la vida útil del equipo).

Véase la MCE en la fila 11, “Energy Star Refrigerator”, consiste en un incentivo de USD 50 por heladera eficiente, mediante devolución al usuario en efectivo. El costo incremental es de USD 105,17. Este costo incremental indica que si el usuario elige una heladera estandár, gastaría USD 105,17 menos. Para promover la compra del equipo eficiente, además de la campaña de difusión, se le entregan USD 50, como forma de cofinanciar la diferencia del costo incremental.

2009 Energy Efficiency Portfolio Benefit/Cost Metrics Report **Southern California Edison**

Table 2: Quarterly Energy Efficiency Measure Results (Quarter Ending December 2009)

Program Name	Measure Name	Market Segment	Electric Energy Savings (kWh)	Peak Demand Reduction (kW)	Incremental Measure Cost ($)	Effective Useful Life (years)	Net-to-Gross Ratio	Units Installed	Rebate Amount Paid
Appliance Recycling Program	Freezer Recycling 10 - 14 cubic feet	RES	1.124	0,173	$ 136,86	10,0	70%	353	$ 136,9
Appliance Recycling Program	Refrigerator Recycling 10 - 14 cubic feet	RES	922	0,142	$ 138,01	10,0	61%	1.026	$ 138,0
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Exterior Fixture 18 Watt 1,100 to 1,399 Lumens	Misc._Commercial	60	-	$ 39,02	16,0	80%	651	$ 10,0
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Exterior Fixture 65 Watt 3,600 to 4,599 Lumens	Misc._Commercial	154	-	$ 60,21	16,0	80%	540	$ 10,0
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Exterior Photosensor Fixture 18 Watt 1,600 to 1,999 Lumens	Misc._Commercial	57	-	$ 39,02	16,0	80%	798	$ 10,0
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Plug-in LED Night Light (Non-Exchange) 0.3 Watt <450 Lumens @ $1.25 Incentive	Misc._Commercial	28	-	$ 3,67	16,0	80%	1.800	$ 1,3
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Screw-in 3 Way CFL 26 Watt 1,600 to 1,999 Lumens @ $3.50 Incentive	RES	38	0,006	$ 9,97	6,6	85%	1.980	$ 3,5
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Screw-in CFL 07 Watt < 450 Lumens @ $1.00 Incentive	RES	13	0,002	$ 1,44	6,6	60%	2.497	$ 1,0
Residential Energy Efficiency Program - Residential Lighting Program	Screw-in CFL 23 Watt 1,600 to 1,999 Lumens @ $1.60 Incentive	NON_RES	257	0,052	$ 2,02	2,8	60%	3.334	$ 1,6
Residential Energy Efficiency Program - Home Energy Efficiency Rebates	Energy Efficient Televisions Energy, Star +15% - 10" - 28"	RES	93	0,009	$ -	10,0	80%	5.404	$ 20,0
Residential Energy Efficiency Program - Home Energy Efficiency Rebates	Energy Star Refrigerator	RES	180	0,024	$ 105,17	14,0	75%	9.845	$ 50,0
- Home Energy Efficiency Rebates	18,000 BTU	RES	20	0,014	$ 81,00	9,0	80%	5.700	$ 50,0
Residential Energy Efficiency Program - Home Energy Efficiency Rebates	LCD Monitor	Residential	42	0,003	$ 1,76	4,0	80%	277	$ 7,5
Residential Energy Efficiency Program - Home Energy Efficiency Rebates	Pool Pump - Two Speed	Residential	1.400	0,540	$ 182,18	10,0	69%	94	$ 200,0
Residential Energy Efficiency Program - Home Energy Efficiency Rebates	Pool Pump - Variable Speed	Residential	1.709	0,386	$ 1.537,50	10,0	80%	215	$ 200,9
Integrated School Based Program - LivingWise Program	Air Filter Alarm	Residential	8	0,003	$ 0,63	5,0	80%	5.638	$ 0,6
Comprehensive HVAC - Nonresidential	Condenser Coil Cleaning	Small_Retail_Store	144	0,128	$ 35,11	3,0	80%	2.352	$ 13,5
Agricultural Energy Efficiency Program - Agricultrual Energy Efficiency Rebates	Sprinkler to Drip Irrigation - Central Valley - Deciduous Tree	Agricultural	695	0,329	$ 1.000,00	20,0	50%	150	$ 44,0
Agricultural Energy Efficiency Program - Agricultrual Energy Efficiency Rebates	VSDs for Milking Vacuum Pump	Agricultural	38.993	8,000	$ 4.400,00	15,0	50%	1	$2.200,0
Nonresidential Direct Install	High Efficiency Exit Sign - LED	ant	216	0,021	$ 52,22	16,0	85%	142	$ 52,2
Business Incentives and Services - Express Efficiency	Reflective Window Film - Coastal	Large_Office	5	0,004	$ 6,21	10	80%	16.317	$ 1,4
Business Incentives and Services - Express Efficiency	Glass Door Cooler/Freezer Gaskets	Small_Retail_Store	16	0,001	$ 10,54	5	80%	11.948	$ 4,0
Business Incentives and Services - Express Efficiency	HIGH EFFICIENCY COPIER	K_thru_12_School	322	0,018	$ 7.654,69	6	80%	115	$ 100,0
California Community Colleges Program	T8 32W to 28W Lamp Replacement	College_University	359	0,076	$ 234,03	15	78%	405	$ 68,3
California Community Colleges Program	Vending Machine Controller	College_University	1.612	-	$ 2.637,72	5	80%	70	$ 224,8
California Department of Corrections and Rehabilitation Program	PC power management software	Misc._Commercial	187	-	$ 107,68	4	80%	1.447	$ 15,0
Automatic Energy Review for Schools Program	High Efficiency Ballasts - T8 premium	NON_RES	1	0,000	$ 0,22	15	54%	14.059	$ 0,1
Palm Desert Partnership - Nonresidential	Well Pump Upgrades	Agricultural	1	0,000	$ 0,16	11	54%	181.194	$ 0,1
State of California IOU Partnership	500Ton WC Chiller Retrofit	Small_Retail_Store	1	0,000	$ 0,67	15	54%	407.886	$ 0,2
Santa Ana Partnership	LED 100 Light String (Mini)	Misc._Commercial	9	-	$ 14,81	16	80%	1.536	$ 14,8
San Bernardino County Partnership	VSD on HVAC Fans	College_University	1	0,000	$ 7,71	15	54%	23.727	$ 0,2
San Bernardino County Partnership	Occupancy sensors	Misc._Commercial	1	0,000	$ 0,25	8	54%	133.056	$ 0,2
Desert Cities Partnership	Variable Speed Pool Pump	Residential	1.709	0,386	$ 1.537,50	10	80%	146	$ 535,0
Fuente: sitio web SCE, Energy Efficiency Porrfolio Reports 2009					Promedio	11	0,72		

Véase a continuación el presupuesto ejecutado en 2009 por la SCE:

Southern California Edison
2009 Energy Efficiency Portfolio Benefit/Cost Metrics Report
Table 3: Quarterly Program Expenditures [1] **Quarter Ending December 2009**

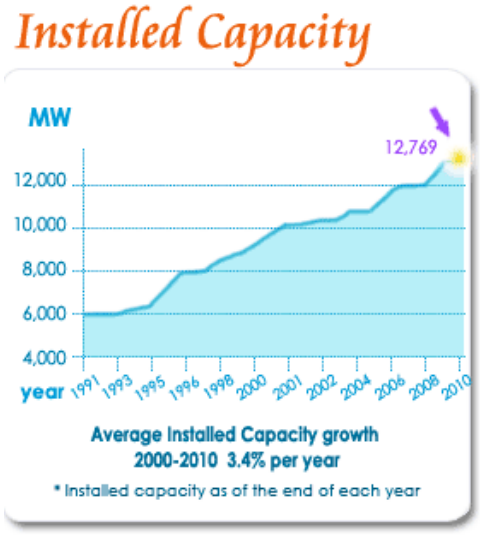
Program Name	Adopted Program Budget (2009)	Administrative Costs	Marketing/ Advertising/ Outreach Costs	Direct Implementation Costs	Total Expenditures
Appliance Recycling Program	$ 11.512.980	$ 693.794	$ 1.040.162	$ 12.994.431	$ 14.728.387
Residential Energy Efficiency Incentive Program	$ 41.897.004	$ 2.278.570	$ 1.665.600	$ 39.890.266	$ 43.834.436
Multifamily Energy Efficiency Program	$ 19.236.576	$ 828.882	$ 109.294	$ 16.992.110	$ 17.930.287
Home Energy Efficiency Survey	$ 2.777.916	$ 236.502	$ 416.334	$ 1.613.176	$ 2.266.012
Integrated School-Based Program	$ 2.371.572	$ 1.690.506	$ 45.122	$ 704.562	$ 2.440.189
CA New Homes Program	$ 2.424.480	$ 647.336	$ 222.373	$ 1.831.083	$ 2.700.793
Comprehensive HVAC Program	$ 23.643.324	$ 769.270	$ 70.574	$ 12.767.735	$ 13.607.580
Retro-Commissioning (RCx)	$ 2.514.432	$ 238.640	$ 31.889	$ 1.382.497	$ 1.653.027
Industrial Energy Efficiency Program	$ 14.175.252	$ 1.942.386	$ 662.992	$ 13.057.082	$ 15.662.459
Agricultural Energy Efficiency Program	$ 5.504.856	$ 988.885	$ 1.898.798	$ 2.094.020	$ 4.981.703
Nonresidential Direct Installation	$ 14.849.124	$ 2.013.537	$ 139.159	$ 13.489.554	$ 15.642.250
Savings By Design	$ 10.109.196	$ 1.141.131	$ 2.529.406	$ 6.182.646	$ 9.853.183
Education, Training, and Outreach	$ 7.637.580	$ 3.418.733	$ 248.671	$ 3.730.405	$ 7.397.809
Sustainable Communities	$ 487.068	$ 134.653	$ 1.981	$ 249.567	$ 386.201
Statewide Emerging Technologies	$ 1.665.876	$ 512.039	$ 31.565	$ 771.836	$ 1.315.440
Statewide Codes & Standards Program	$ 2.122.404	$ 431.717	$ -	$ 1.231.632	$ 1.663.349
Business Incentives & Services	$ 50.177.496	$ 5.728.556	$ 7.851.769	$ 26.932.675	$ 40.513.001
	$213.107.136	**$ 23.695.139**	**$16.965.688**	**$ 155.915.278**	**$ 196.576.104**

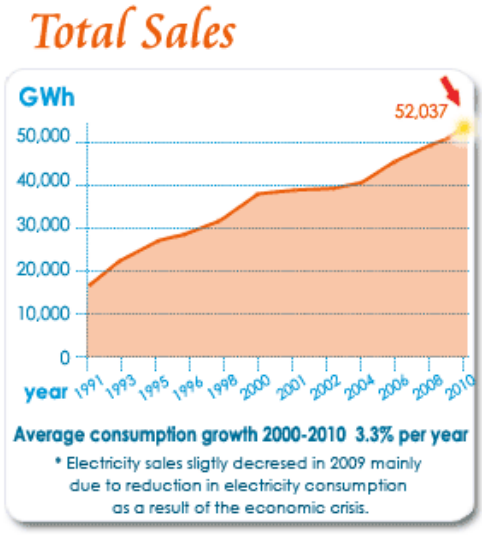
Se observa que para el año 2009, la SCE invirtió USD 196,6 millones en eficiencia energética, de los cuales USD 40,7 millones se gastaron en costos administrativos y publicidad y marketing de los programas (21% de la inversión total).
Se observa que el portafolio de programas es amplio, y procura impactar diversos sectores y usos finales de la energía.

Como referencia se puede analizar cuanto debería invertir UTE, para tener el mismo nivel de inversión per cápita, para alcanzar los niveles de la SCE.
Dado que la SCE sirve a una población cercana a las 14 millones de personas, siendo aproximadamente 4 veces mayor a UTE, una simple regla del 3, indicaría que para que UTE invierta una cantidad similar en proporción a la población atendida, debería hacerlo a razón de unos USD 55 millones al año.

5.6.3.- Compañía Eléctrica de Israel

En un contexto de demanda creciente, la compañía eléctrica Israelí enfrenta desafíos de satisfacer a los consumidores, que pretende atender mediante la inclusión de la eficiencia energética como una de sus alternativas.





Promoción de ahorros durante el verano 2012



"Ahorre en el verano 2012, hasta el 20% en su cuenta de electricidad").

La compañía eléctrica de Israel tiene en vigencia en este año 2012, varios programas diseñados para la reducción de la demanda.

Dado que el pico de consumo se produce en verano, se promueve el ahorro a los usuarios residenciales y generales bajo el siguiente esquema:

Se aplican descuentos en la factura total de electricidad a los usuarios residenciales y generales (tarifas simples, es decir no incluye a las multihorario), a aquellos que se inscriban al programa en el sitio web de la compañía (http://www.iec.co.il/HomeClients/Pages/DemandReduction.aspx), y logren una efectiva reducción del consumo durante los meses de verano (Junio, Julio, Agosto y Setiembre).

Una vez inscriptos en la web de la compañía eléctrica, cada usuario recibe un email con los consumos registrados en cada mes del verano anterior.

La medición del ahorro, es muy simple, y consiste en usar como línea base, el consumo del mismo mes del año anterior (2011).

Es decir que el ahorro se calcula como los kWh del mes i del 2012, menos los kWh del mes i del año 2011 de cada hogar inscripto en el programa.

El premio por reducir el consumo es escalonado, siguiendo el siguiente esquema:

- Reducción del consumo de 15% a 20%: Descuento en la factura del 10%
- Reducción del consumo de 20% a 30%: Descuento en la factura del 20%
- Reducción del consumo mayor a 30%: No recibe descuento.

Fomento a la compra de electrodomésticos eficientes

De acuerdo a lo publicado en la prensa de Israel (http://www.tashtiot.co.il/2011/12/14/), El Ministerio de Infraestructura dirigido por el ministro Uri Landau, lanzó en diciembre de 2011, el programa para ahorro de energía, que incluye en su primer fase el incentivo a:

- Refrigeradores eficientes
- Acondicionadores de aire eficientes
- Iluminación eficiente

Refrigeradores Eficientes:
Por ejemplo, el programa de refrigeradores eficientes tiene como meta, la sustitución de 25,000 refrigeradores para hogares de bajos ingresos, otorgando un descuento del 60% del costo del equipo (con un tope de 2000 shekels, o sea unos USD 500), pero además incluye la instalación del nuevo electrodoméstico y el retiro del antiguo (sin costo para el usuario).
Según el citado ministerio, el refrigerador eficiente le permitirá al usuario un ahorro de unos USD 150 al año.

El plan fue expandido al publico en general a partir de abril de 2012 (no sólo a hogares de bajos ingresos), con un objetivo de sustituir 50.000 refrigeradores con un esquema de incentivos similar. En este caso se subvenciona el 30% del costo, con un tope USD 330). El presupuesto del programa es de unos USD 13 millones.

Los electrodomésticos elegibles para obtener los incentivos tendrán una etiqueta que los identifique como tales, los cuales han sido seleccionados mediante licitación. Los equipos elegibles para ser sustituidos, deben tener más de 300 litros de capacidad y una antigüedad no menor a 7 años.

Todo el plan pretende ahorrar una cantidad de energía tal que le permita evitar la instalación de una nueva planta de generación de 300 a 400 MW.

Acondicionadores de aire eficientes

Inicialmente la campaña lanzada el 18/3/2012, procura sustituir 10.000 equipos antiguos, en hogares de bajos ingresos.

El plan[liv] estima que cada sustitución permitirá ahorrar 1700 kWh/año, lo que implica para los 10.000 equipos a ser sustituidos un ahorro de 17 GWh/año. Cada usuario de energía ahorrará unos USD 200/año.

El costo de cada sustitución, la que incluye el nuevo equipo, el desmantelamiento del equipo viejo, y la instalación del nuevo, es de USD 700 aproximadamente, y el aporte de Ministerio de Energía es del 40% de dicho monto.

Son elegibles los equipos con una antigüedad de al menos 10 años, y para cada caso, se realizará una inspección al domicilio por parte de un funcionario que verifique y marque el equipo a sustituir.

Los equipos eficientes elegibles son los siguientes (resultantes de un procedimiento licitatorio que contempló aspectos de costos y eficiencia):

The air-conditioner models that won the tender:

Model	Cost to the consumer (NIS)	Ministry susbsidy (NIS)	Energy raiting	Cooling Capacity (BTU)
TOP-12	1415	1005	A	9776
SUPER GOLD 12i	1415	1005	B	9928
PLASMA GOLD 12	1415	1005	B	9928
GOLD 12i	1415	1005	B	9928
PLASMA DESIGN 120	1464	1005	A	9477

The campaign will continue through to June 30, 2013, or until stocks run out.

(NIS=New Israeli Shekel, equivalente a aproximadamente 1USD= 3,8 NIS).

5.6.4.- Países del G-20

A continuación se presentan las principales conclusiones del reporte "G-20 CLEAN ENERGY, AND ENERGY EFFICIENCY DEPLOYMENT AND POLICY PROGRESS" (2011)[lv]

Eficiencia Energética en la Industria:

La intensidad energética de todo el sector industrial del G20, ha venido decreciendo a una tasa de 1,3% acumulativo anual desde el año 2005. El efecto de estos ahorros es significativo, ya que a pesar de un incremento del 45% en la producción, el consumo final del sector manufacturero ha decrecido 0,6% entre 1990 y 2006.

Resumen de políticas aplicadas por los países del G20:

En la mayoría de los países, se basan en incentivos económicos para que el mercado adquiera equipos más eficientes, reduciendo el costo inicial de compra, vía deducciones fiscales, incentivos o financiamiento.

Algunos ejemplos:

En Australia, el programa denominado Energy Efficency Opportunities (EEO), obliga a los grandes consumidores de energía (mayor a 0,5 petajoules/año) a evaluar el uso de la energía y reportarlo en forma publica, y al gobierno sobre los ahorros identificados.

Se destaca en dicho estudio, que se reconoce a la nueva norma ISO 50001 como el marco apropiado para que industrias, comercios y organizaciones gerencien su energía.

Estados Unidos y Canadá, fueron los líderes en incorporar regulaciones "MEPS" (Minimum Energy Performance Standards), y luego los siguieron China, Australia, Korea, Brasil y México. La unión Europea aprobó leyes de este tipo en 2009 e India y Rusia, están considerando su implementación.

Las empresas distribuidoras eléctricas juegan un rol central en implantar mejoras en la Eficiencia Energética. En Estados Unidos, Brasil y algunos países de Europa destinan el 1% de la facturación de electricidad para financiar programas de eficiencia energética, así como investigación y desarrollo.

El plan de eficiencia energética europeo 2011, propone una legislación que obligará a reguladores y compañías de energía a avanzar en acciones que permitan reducir el consumo energético de sus clientes, ya sea por la obligación de reducir estos consumos, o requerimientos para implementar inversiones en programas de eficiencia directamente o a través de ESCO´s.

Certificados Blancos

Los esquemas de "Certificados blancos" (White Certificates) configuran un nuevo esquema de política energética mediante el cual las empresas proveedoras de energía son obligadas a invertir en acciones de reducción del consumo energético.

A nivel de política energética, se define cuantitativamente la obligación que cada proveedor de energía debe cumplir en términos de reducción de la demanda.

Los certificados blancos se implementaron por vez primera en Inglaterra en 2002 como una simple obligación a la compañía de energía, y en 2005 en Italia, el esquema fue suplementado mediante la creación de un mercado de certificados. Luego se implementaron en otros países, esquemas de este tipo como en 2006 en Francia y también en otros países como Dinamarca y Bélgica.

Según el reporte "Generating Negawatts"[lvi] en Europa se han establecido obligaciones para reducir la demanda en aproximadamente el 1% (varía de país a país). Para ello, las compañías eléctricas pueden organizar o incentivar económicamente planes de eficiencia energética, y/o comprar "certificados blancos" a los usuarios de energía que hayan implementado proyectos de ahorro de energía.

En Francia la primera fase del programa (2006 a 2009) ya concluyó y el objetivo de reducir 54 TWh fue superado (llegando a 65 TWh).

De acuerdo a la recopilación de proyectos de certificados blancos, desarrollado en 2007 por EuroWhite Cert Project[lvii], se muestra a continuación un diagrama del funcionamiento del esquema y un cuadro con los programas desarrollados en algunos países.

Figure 2 Schematic presentation on the organisation of the white certificate scheme

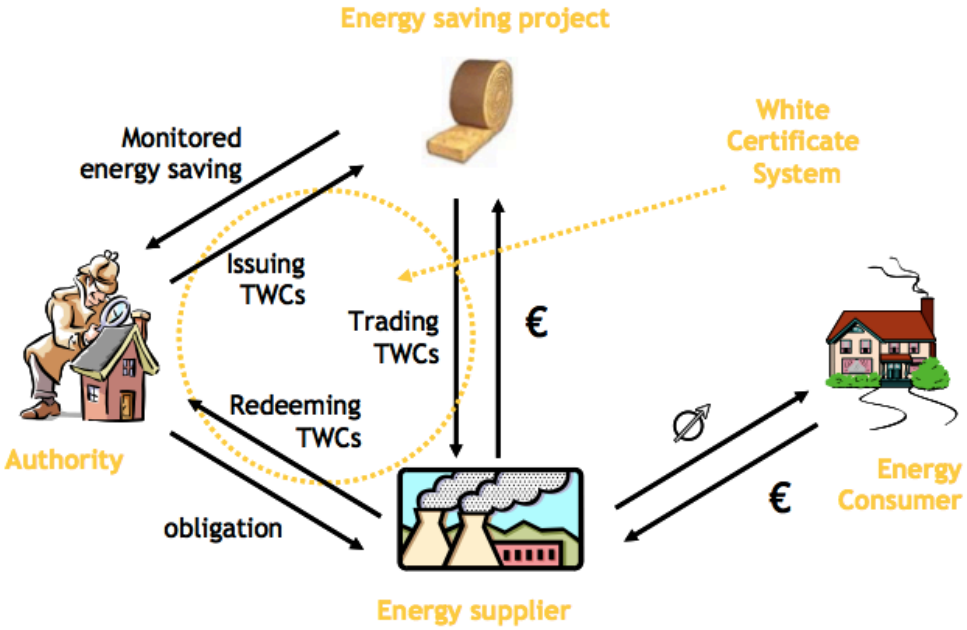


Table 3 Policy objectives in white certificate systems

Country	Policy objectives
Denmark	▪ Entire package of energy saving measures should correspond to an average of 7.5 PJ annually during the period 2006-2013. With total energy consumption estimated at 430 PJ in 2013 this would be 1.7% energy saving.
France	▪ The national energy saving target is 54 TWh (194 PJ) for the period 2006-2008; with an estimated final energy demand of 6800 PJ in 2008, this represents an energy saving of 1% on energy consumption. ▪ The overall objective of the TWC system is a reduction of 2% of French Energy intensity by 2015 and of 2.5% by 2030 with respect to the present one. ▪ Concerning renewable energy sources; national production of renewable energy will increase from 16% to 21% by 2010.
Great Britain	▪ The first phase of the EEC (April 2002 – March 2005) involved a target of 62 TWh (223 PJ). With an estimated energy consumption of 6500 PJ in 2005, the energy saving target is about 1%. The EEC phase two entails an *overall* saving target of 130 TWh. ▪ Other objectives mentioned: - National Kyoto target to reduce GHG emissions with 12.5% by 2008-2012 - The EEC supports the Fuel Poverty Strategy; at least 50% of the energy savings have to take place in low-income households.
Italy	▪ The energy saving target for the first 5 years of application (2005-2009) is 2.9 Mtep (130PJ), which equals to annual energy savings of 0.5%. Other objectives mentioned: - Contribution to national Kyoto targets and the EU renewable directive - Economic and social benefits, such as reduction of the energy bill and improvement in energy services - Collective benefits, such as reduction of national energy dependence, reduction of pollution, better control of demand peaks, improvement of balance between energy demand and supply
Netherlands	▪ Projections of the energy savings that can be realised with implementation of a TWC system add up to 65 PJ in 2020; which is an energy saving of almost 2%.

Table 20 Penalty systems in white certificate systems

Country	Penalty system in place
Denmark	▪ No decision made on TWC system; no penalty defined yet
France	▪ The penalty will be 2 €ct/kWh. ▪ If necessary incentives campaigns to stimulate the purchase of certificates will be promoted.
Great Britain	▪ Penalties are set by OFGEM and could be up to 10% of total turnover
Italy	▪ Penalties have not been explicitly set. The regulatory framework specifies that penalties will be established and applied by the Regulator "proportional to and in any case greater than the investment needed to compensate the non-compliance".
Netherlands	▪ No final decision made on TWC system; penalty not yet defined

5.6.5.- La Unión Europea

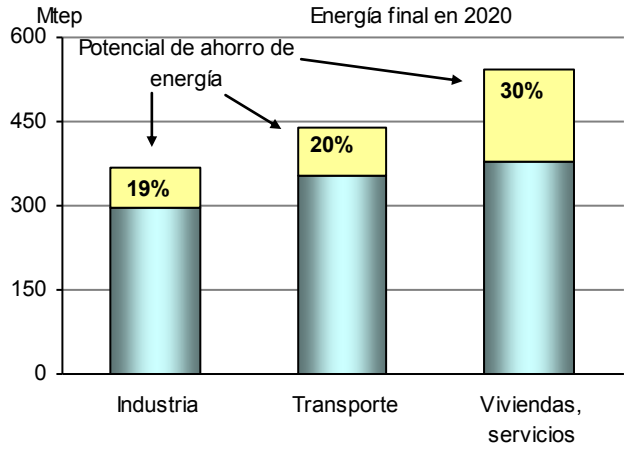
El objetivo explicitado por la comisión de Eficiencia Energética de la Unión Europea, de acuerdo a su comunicación Nº 227lviii de Noviembre de 2008, expresa lo siguiente:

Las autoridades europeas se comprometieron a reducir para 2020 el consumo de energía primaria en un 20 % respecto a las proyecciones previstas. Aumentar la eficiencia energética es la forma más rentable de reducir el consumo de energía manteniendo a la vez un nivel equivalente de actividad económica. Ese aumento también sirve para tratar los desafíos energéticos clave, a saber, el cambio climático, la seguridad energética y la competitividad.

Los responsables de la UE han insistido en la necesidad de aumentar la eficiencia energética como parte de los objetivos «20-20-20» para 2020: reducir un 20 % el consumo de energía primaria, reducción vinculante del 20 % de las emisiones de

gases de efecto invernadero y presencia de un 20 % de energías renovables para 2020.
Si se alcanza el objetivo del ahorro del 20 %, la UE no sólo utilizaría unos 400 Mtep menos de energía primaria sino que también evitaría la construcción de unas mil unidades de centrales de carbón o medio millón de turbinas eólicas. La reducción de las emisiones de CO2 sería de unas 860 Mt.
Los «negavatios-hora» (consumo de energía que se evita gracias al ahorro) se han convertido en el recurso de energía más importante. Por ejemplo, el consumo de energía final al año habría aumentado en 115 Mtep o un 11 % a lo largo del periodo 1997-2006 si no hubiera habido mejoras de la eficiencia energética. Esto equivale a un tercio de todas las importaciones de petróleo crudo a la EU-27 de 2006.

Figura 1. Potencial estimado de reducción del consumo de energía en 2020



La eficiencia energética es beneficiosa para la economía comunitaria en su conjunto e incluso más para el desarrollo local. Se espera que los beneficios directos del ahorro energético, si se alcanza en 2020 el objetivo de reducción del 20 % de la energía, asciendan a 0,22 billones de euros al año.

Los programas dependientes de la política de cohesión han asignado más de 0,42 billones de euros al fomento de la eficiencia energética en el período de 2007 a 2013. Los fondos de la política de cohesión prestan apoyo a una amplia gama de actividades de este ámbito, como la mejora de la eficiencia energética en la industria, en el comercio, en el transporte y en los edificios públicos, la cogeneración y la producción local de energía, la innovación relacionada con la energía sostenible, y la formación para la supervisión y evaluación de la eficiencia energética.

5.6.6.- Esquemas obligatorios de EE para distribuidoras

En diversos países se establecen esquemas obligatorios de Eficiencia Energética que son impuestos a las empresas distribuidoras de energía, por la autoridad regulatoria local.

En Junio de 2012, se publicó un compendio de este tipo de programas, denominado "Best Practices in Designing and Implementing Energy Efficiency Obligation Schemes"[lix]

Una Energy Efficiency Obligation (EEO), es un mecanismo regulatorio que exige el cumplimiento obligatorio de ciertas metas cuantitativas de ahorro de energía, implementando para ello medidas de conservación de la energía a nivel de la demanda.

Las EEO varían de país a país, pero comparten las 3 características siguientes:

- Un objetivo cuantitativo de mejora de la EE
- La obligación de las partes de cumplir la meta fijada (incluyendo sistemas de premio y castigo por cumplir o incumplir los objetivos).
- Un sistema que define las actividades de ahorro de energía que pueden ser implementadas para lograr el objetivo, y un sistema para medir y verificar que los ahorros logrados a través de dichas actividades

Dicho reporte cubre 19 esquemas aplicados en distintos países, resumiendo los detalles de cada uno, y mostrando que existen diferentes maneras de diseñar e implementar esquemas del tipo EEO.

El diseño de los esquemas incluye decisiones sobre los siguientes ítems:

a) Sectores en los cuales se implementarán los programas de ahorro (Residencial, industrial, etc.)
b) Nivel de ahorro de energía exigido, en función de la política energética y del potencial de EE relevado.
c) Energéticos a incluir (sólo electricidad, o ampliado a gas natural, gas licuado, combustibles líquidos, calefacción de distrito, etc).
d) Premios y castigos por exceder las metas o por no cumplirlas.
e) Definir MCE´s pre aprobadas, elegibles para ser implementadas.
f) Establecer un mecanismo robusto de medición, verificación y reporte de los ahorros logrados, incluyendo el análisis del ahorro tendencial, y el experimentado a causa del programa.
g) Considerar la posibilidad de comercializar certificados de EE
h) Establecer el sistema por el cual se financia el esquema, de manera que permita recuperar los costos incurridos en el desarrollo de actividades para cumplir con las metas de ahorro fijadas.

Como resumen de dicho reporte, se comentan a continuación las metas obligatorias establecidas de ahorro, para las distintas zonas relevadas:

Australia (New South Wales): 0,4% del total de ventas de electricidad para 2009, aumentando gradualmente al 2,8% al 2012 y 4,0% a partir de 2014.

Australia (South Australia): Por un lado se exige la realización de una cantidad mínima de Auditorías Energéticas a hogares (3000 en 2009, aumentando hasta 5667 a partir de 2014), y por otro, la reducción de las emisiones de GEI (135.000 tCO2 en 2009, aumentando progresivamente, hasta 410.000 tCO2 en 2014).

Bélgica: La meta comenzó en 1%, subiendo a 2,2% a partir de 2007 del total de ventas de electricidad, respecto al consumo de 2 años atrás. A modo de ejemplo se muestra a continuación el resultado del programa EEO, para la región "Flemish" de Bélgica y datos de inversión realizada y costo efectividad:

Results of the Flemish Efficiency Obligation Scheme [146]

Year	Savings of Primary Energy (GWh)		Total Expenditures (EUR million)	Cost Effectiveness* (EUR/kWh)
	Target	Realised		
2003	381	763	11.77	0.015
2004	551	790	17.37	0.022
2005	583	982	18.67	0.019
2006	606	573	18.51	0.032
2007	605	1,258	32.56	0.026
2008	646	1,773	48.07	0.027
2009	641	2,581	60.11	0.023
2010	1,318	2,308	61.78	0.027

**Calculated as the total budget divided by total energy savings*

Canadá – Ontario: Se estableció una meta de reducción del pico de demanda de 1330 MW, y 6000 GWh, para el año 2014, lo que representa aproximadamente el 5% del pico de demanda y el 4% del consumo de energía de Ontario.

China: Se establecen metas de ahorro del 0,3% de la demanda y de la energía vendida en el año anterior. (aplica sólo en ciertas provincias que han establecido sus programas de EEO).

Dinamarca: A partir de 2010 se estableció una meta de ahorro de 6,1 PJ, lo que se espera repercuta en una reducción del 1,2% del consumo final de energía de los sectores cubiertos por el programa.

Francia: El objetivo fijado inicialmente para el período 2006 a 2009 fue de 54 TWh, para el período 2011 a 2013, se estableció una meta de 345 TWh (no sólo eléctricos sino de gas natural, GLP y otros combustibles).

Italia: para todos los combustibles, se establecieron metas acumulativas en Mtoe (millones de toneladas de petróleo equivalente). Para el 2008, 3,2 Mtoe, y para el 2012, 6,0 Mtoe.

Korea: El objetivo es fijado en inversión en programas de gerenciamiento de la demanda, en la tabla siguiente se muestra dicha evolución:

DSM Investment by Energy Utilities in Korea[347] *(Unit: KRW 100 million)*

	1996 to 2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Total
*Electricity	3,763	1,400	1,181	1,045	931	1,398	1,673	1,708	1,880	**14,979**
Gas	533	503	518	572	731	774	825	885	847	**6,188**
Heat	38	25	31	47	51	56	59	65	49	**421**
Total	**4,334**	**1,928**	**1,730**	**1,644**	**1,713**	**2,228**	**2,557**	**2,658**	**2,776**	**21,558**

(tipo de cambio de referencia en 2012: 1128 KRW = 1 USD)

Polonia: Meta establecida en 9% de reducción en la energía final utilizada para el año 2016.

Reino Unido: Meta de reducción de emisiones de 293 millones de TonCO_2 para el período 2008 a 2012. Si bien son metas en reducción de emisiones, las mismas deben ser logradas a través de programas de EE en el sector residencial, en electricidad y gas natural.

Estado Unidos – California: 6965 GWh (0,9% de las ventas) y 1537 MW para el período 2010 a 2012, para las distribuidoras privadas.

Estados Unidos – Massachusetts: a continuación se muestran las metas establecidas:

Energy Saving Targets in Massachusetts, 2010 to 2012 [467, 468]

Year	Electricity (percent of retail sales)	Gas (therms)	Gas (percent of retail sales)
2010	1.4	13,598,098	0.6
2011	2.0	19,097,305	0.9
2012	2.4	24,706,795	1.15

Annual Reports for Electricity and Gas Energy Efficiency Programmes in Massachusetts [491]

2010 Annual Reports—Electricity: *Summary of Key Indicators, Statewide Total*

	2010 Plan	Actual (Evaluated)		Initial Preliminary Year-End Reported, Feb 2011	
Total	Value	Value	% of Plan	Value	% of Plan
Savings – Annualized (MWh)	623,320	619,639	99%	609,788	98%
Savings – Lifetime (MWh)	7,389,102	7,336,580	99%	7,191,381	97%
Benefits (USD)	1,167,116,859	1,107,898,437	95%	1,100,804,486	94%
Program Costs (USD)	278,629,729	235,885,166	85%	239,192,149	86%
Performance Incentive (USD)	17,328,480	17,735,277	102%		

Estados Unidos – Minnesota: En 2010 se establece una meta de ahorro de electricidad y gas natural del 1,5% de las ventas de las distribuidoras, sobre el promedio de las ventas de los 3 años previos.

Estados Unidos – Vermont: En el período 2009 a 2011 se establece una meta de ahorro de electricidad de 360.000 MWh al año, lo que supone una energía evitada equivalente al 2% de las ventas de energía de 2008.

6.- Conclusiones.

6.1.- El Gap de la Eficiencia energética y sus posibles soluciones

Se ha detectado en la bibliografía analizada y en los trabajos técnicos disponibles, un consenso entre los expertos en la materia, acerca de la existencia de un "gap de la EE", es decir un desaprovechamiento de la eficiencia energética como herramienta para lograr un uso óptimo de la energía, explicado principalmente por barreras de mercado, fallas de mercado y fallas del comportamiento de los consumidores.

Los mecanismos de promoción a la EE a nivel de la demanda más comúnmente utilizados se enfocan en la fijación de MEPS, Códigos de edificación, campañas de difusión pública, etiquetado energético de electrodomésticos y otorgamiento de incentivos directos por parte de compañías eléctricas, para que los consumidores adquieran equipamiento eficiente.

Diversos investigadores a nivel mundial han encontrado evidencia teórica y empírica que sugiere la existencia de un potencial de aumento del bienestar de la sociedad a través de la incorporación de políticas de promoción de la eficiencia energética a nivel de la demanda. Por lo tanto, estas condiciones proveen una motivación para la aplicación de políticas y/o regulaciones sobre el mercado de dispositivos consumidores de energía, a efectos de promover la adquisición de equipos eficientes como una prioridad en el gerenciamiento de la demanda.

El hecho que la industria eléctrica tenga costos marginales crecientes, conduce a la conclusión de que los últimos kWh generados, son los más costosos para el sistema, brindando una oportunidad para reducir costos relevantes a las compañías eléctricas, por cada kWh evitado.

Al mismo tiempo, los usuarios que ahorren energía tendrán una reducción de costos importante, ya que a medida que las tarifas eléctricas crecen, el estímulo se hace cada vez mayor para los consumidores.

Rápidamente se llega a la conclusión de que la energía evitada a nivel de la demanda, genera beneficios económicos tanto para la compañía eléctrica, como para los usuarios.
Esto conduce a la siguiente conclusión, y es que **el costo de la adquisición de equipos eficientes debería ser costeada en parte por los usuarios y en parte por la compañía eléctrica**.

En rigor, la sociedad en su conjunto también recibe beneficios adicionales, producto de las externalidades positivas de la EE, por lo que también debería estudiarse en trabajos posteriores al presente, en que medida, el estado, debería contribuir en la adquisición de equipos eficientes a nivel de la demanda.

6.2.- El Potencial en Uruguay y como capturar la oportunidad

La Eficiencia Energética en Uruguay ha sido evaluada en profundidad en 2011 por DNE-MIEM (Dirección Nacional de Energía) detectando ahorros potenciales de electricidad de 241MW medios, o 2,1 TWh/año, lo que representa un 20,4% de la demanda total del país.

Esto no incluye el potencial de Cogeneración, que también tiene un relevante potencial (del mismo orden que la EE) de ahorro de electricidad para el SIN, y que podría ser analizado bajo una metodología similar a la del presente trabajo. (También podrían utilizarse los resultados de este trabajo para el análisis de proyectos de generación eléctrica distribuida, conectada a la red de distribución).

A la luz, de los éxitos obtenidos en reducción de la demanda, a través de programas implementados por otros países, el presente trabajo examina el nivel de incentivos que UTE podría entregar a quienes adquieran equipos ahorradores de energía, sin que dichas erogaciones impongan la necesidad de incrementos tarifarios.

Para Uruguay, la estimación de costos evitados por UTE, cuando los usuarios conectados en la red de Distribución ahorran energía, asciende a **USD 201,5/NMWh** (doscientos un dólar con 50 centavos por negavatio hora, o sea por megavatio hora evitado). Estos costos evitados contemplan tanto los costos de energía como de capacidad.

El presente trabajo propone un portafolio de programas para incentivar económicamente equipos que ahorren energía, tal que permita maximizar el ahorro a lograr en un tiempo razonable, partiendo del estudio de potencial de EE de Uruguay.

El principal hallazgo de este trabajo es que dicho objetivo es alcanzable, y que existen claras oportunidades para el desarrollo de programas de incentivos económicos a ser otorgados por UTE a sus clientes, sin requerirse incrementos tarifarios para su financiamiento.
Estos incentivos permitirían lograr una rápida incorporación de equipos que ahorren energía, y así lograr alcanzar una porción importante de los 2,1 TWh/año del ahorro potencial disponible.

El análisis para el sector residencial se muestra en forma resumida en la siguiente tabla, como un objetivo desafiante pero razonable para los próximos 3 años.

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS - SECTOR RESIDENCIAL

	Panel solar	Heladeras	Lámparas	Calefones	Lavarropas	Aires Acond.	Total / Promedio	
Penetración/Potencial	30%	20%	50%	30%	30%	100%	43%	%
Cantidad instalaciones	262500	233792	2020000	75519	242709	115903	2950424	unidades
Energía total evitada	432,4	68,7	146,1	61,7	16,3	23,0	748,1	GWh/año
Potencia Media Evitada	49,4	7,8	16,7	7,0	1,9	2,6	85,4	MW
Subsidio unitario	474	75	6,4	188	17	52	136	USD
Costo incremental unitario	1500	300	9	300	200	300	435	USD
Inversión UTE acumulada	159	25	30	20	5	8	248	MMUSD
Subsidio/costo incremental	32%	25%	72%	63%	9%	17%	36%	%
Costo por MWm instalado	3,2	3,2	1,8	2,9	2,9	2,9	2,9	MMUSD

Criterio: maximizar subsidio aportado por UTE, pero sin impacto en tarifas

Considerando como primer aproximación (sin haber estudiado en este trabajo, en detalle) que el resto de los sectores (industrial y servicios), se pueda comportar en cuanto a costos y beneficios, de la misma manera (en forma proporcional) que el sector residencial, se estima razonable las siguientes metas a nivel nacional:

METAS DE SUSTITUCIÓN A 3 AÑOS

	Potencial	Demana evitada	Inversión UTE
Sector	kTep	NWm*	MMUSD
Residencial	121	85,4	248
Comercial y Servicios	30,1	21,3	62
Industrial	19,9	14,1	41
Total		121	350

*Demanda evitada en bornes de generación

Se podría estimar entonces, que una política activa de incentivos a equipos eficientes en los 3 sectores, redundaría en una demanda evitada total de 121 MWm, con un costo directo para UTE en este portafolio de programas de eficiencia energética de USD 350 millones.

Evitar 121 MWm, representa evitar una energía anual de 1,1 TWh/año. De acuerdo a los resultados hallados en el numeral 2.1.5, el ahorro unitario en costos de generación, ascendería a USD 104,5/MWh (promedio 2012 a 2019), es decir que se obtendría un ahorro en el CAD de aproximadamente MMUSD 111/año.

Nótese que evitar 121 MW medios, es equivalente a instalar parques eólicos por una potencia instalada de 346 MW (asumiendo un factor de planta de 0,35), los que implicarían una inversión de unos 864 MMUSD (asumiendo un costo de USD 2500/kW instalado).

6.3.- Uruguay y la experiencia Internacional

Uruguay ha implementado diversas y exitosas acciones de eficiencia energética en el sector eléctrico, impulsadas desde UTE y desde la DNE-MIEM a través del Programa de Eficiencia Energética.

Como antecedentes (en Uruguay) del gerenciamiento de la demanda a través de acciones que promuevan la incorporación de dispositivos eficientes, se encuentran el plan "A todas luces" implementado por UTE y más recientemente el "Plan Solar".

La experiencia internacional muestra que paulatinamente cada vez más acciones de este tipo se están aplicando en distintas partes del mundo. Si bien se trata de una tendencia novedosa, y que esta tomando impulso en los últimos 5 o 10 años, la entrega de incentivos directos para la compra de equipos eficientes, parece estar siendo una herramienta clave en la promoción de la EE.

En algunas distribuidoras eléctricas, particularmente del oeste de USA, se han aplicado ambiciosos programas de incentivos para la adquisición de todo tipo de equipos consumidores de electricidad.
Así, los usuarios además de ahorrar en su factura de electricidad, encuentran una motivación adicional para comprar equipos eficientes, tan variados como: heladeras, bombas de piscinas, ventiladores de techo, motores, lámparas, aires acondicionados, termotanques, sensores de presencia, fotocélulas, televisores, fotocopiadoras, etc.
El resultado de la aplicación de estos programas de EE han mostrado ser muy exitosos a la hora de reducir efectivamente el pico de demanda del sistema y la energía demandada.

Esta experiencia local e internacional, provee el marco de referencia para que Uruguay de un paso adelante, y se sitúe a la vanguardia mundial de las políticas de EE, estableciendo nuevos programas de incentivos a la adquisición de equipos eficientes al estilo del recientemente aprobado "Plan Solar" de UTE.

De acuerdo a las hipótesis de este trabajo, estos incentivos pueden aplicarse sin requerirse incrementos de tarifas lo que permitiría lograr importantes beneficios para los consumidores, para UTE, y para la sociedad en su conjunto.

7.- Referencias bibliográficas

[i] MIEM/DNE, “Balance Energético Nacional 2010”, Montevideo, 2011, disponible en
[ii] OLADE (Organización latinoamericana de Energía), www.olade.org
[iii] A. Jaffe, R. Stavins, “The Energy Efficiency Gap”, Energy Policy 1994, Volume 22 Number 10.
[iv] K. Gillingham, R. Newell y K. Palmer, “Energy Efficiency Economics and Policy“, National Bureau of Economic Research, rep. técnico RFF DP 09-13, abril de 2009.
[v] MIEM/DNETN, “Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional”, Montevideo, 2008, disponible en http://www.dne.gub.uy
[vi] Fundación Bariloche, PRIEN, MIEM/DNE, “Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional” Montevideo, 2008, Tomo 1, página 2.
[vii] Omar Braga et al., “Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico el Uruguay”, Anexo sobre Eficiencia Energética elaborado por Alfonso Blanco, pág. 435.
[viii] MIEM, Consejo de Ministros “Plan energético Institucional" Decreto Nº 527/08, del 29/10/2008.
[ix] Poder Legislativo de Uruguay, “Ley Nº 18597 Uso Eficiente de la Energía”, Montevideo, 2009.
[x] BID SECCI (Iniciativa de Energía Sostenible y el Cambio Climático), “Cómo ahorrar US$36.000 millones en electricidad”, Conferencia sobre Eficiencia Energética y Competitividad, Setiembre 2008.
[xi] MIEM/DNE, Fundación Bariloche, “Estudio de Potencial de Ahorro de Energía Mediante Mejoramientos en la Eficiencia Energética en Uruguay”, Montevideo, setiembre 2011).
[xii] ADME, “Precio SPOT Previsto”, disponible en: http://adme.com.uy/mmee/spotprev.php
[xiii] Omar Braga et al., “Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico el Uruguay”, Anexo sobre Eficiencia Energética elaborado por Alfonso Blanco, pág. 453.
[xiv] M. Cooper, “Least-cost planning for 21st century electricity supply, meeting the challenges of complexitiy and ambiguity in decisión making”, Institute for Energy and the Environment, Vermont Law School, USA, Junio 2011.
[xv] Omar Braga et al., “Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico el Uruguay”, Anexo sobre Eficiencia Energética elaborado por Alfonso Blanco, pág. 452.
[xvi] D. Hurley et al., “Costs and Benefits of Electric Utility Energy Efficiency in Massachusetts”, elaborado por Synapse Energy Economics Inc. Para Northeast Energy Efficiency Council, Massachussets, USA, agosto 2008.

[xvii] Ottmar Edenhofer et al., “Special Report Renewable Energy Sources (SRREN) - Summary for Policymakers” Session of Working Group III of the IPCC, Abu Dhabi, United Arab Emirates, Mayo 2011.

[xviii] ADME, "Informe de Garantía de Suministro", Montevideo, 29/3/2012, disponible en http://www.adme.com.uy/mmee/garsuministro.php
[xix] H. Chipp, et al. "Estabelecimento das condições para determinação dos benefícios da integração elétrica entre o Brasil e o Uruguai", *XII SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO ELÉTRICA,* Río de Janeiro, Brasil, 20 de Mayo de 2012.

[xx] UTE, "Pérdidas de Energía Eléctrica", Conferencia de prensa, Montevideo, 10 de Mayo de 2011, disponible en: http://www.ute.com.uy/php/detalle_prensa.php?id=6802
[xxi] DNE, "Carga Máxima y Mínima del Sistema", disponible online en: (http://www.miem.gub.uy , (DNE / estadísticas /electricidad).
[xxii] R. Orans, et al., "Methodology and forecast of California energy efficiency programs", Rocky Mountain Institute, preparado para: California Public Utilities Comission Energy Division, California, USA, Octubre 2004.

[xxiii] D. Larrosa, Noviembre 2011 "Documento Notas Energéticas 2011", CADESYC, Montevideo, Uruguay, disponible en: http://www.cadesyc.org/materiales.html
[xxiv] URSEA, "Informe sobre la determinación técnica de la remuneración del servicio de distribución de Energía Eléctrica" Montevideo, 30 de Enero de 2004.
[xxv] UTE , "Pliego de licitación, compra directa K43037"
[xxvi] UTE, "Pliego de licitación, compra directa K42158"
[xxvii] El País, "Nueva central térmica le costará a UTE al menos 470 millones de dólares", Montevideo, 21/12/2011, disponible en: http://www.radio41.com.uy/noticias/item/13228-nueva-central-t%C3%A9rmica-le-costar%C3%A1-a-ute-al-menos-us$-470-millones.html
[xxviii] UTE, "Resolución de directorio R 12.-713", Montevideo, 15/5/2012.
[xxix] R. Castro, K. Mokate, "Evaluación económica y social de proyectos de inversión" Universidad de los Andes – BID, Editorial Alfaomega. 12ª edición, Bogotá, Colombia, 1999
[xxx] M. Fultot, R. Fernandez, E. Barbieri, "Los parámetros nacionales de cuenta en el Uruguay", OPP, Montevideo, 1986, (disponible en www.opp.gub.uy)
[xxxi] A. Pereyra, "Estimación de precios de cuenta para la evaluación económica de proyectos del programa de desarrollo Municipal IV", Informe final, Presidencia de la Republica, OPP, Montevideo, abril 2004
[xxxii] MSc. Ing. Claudia Cabal et al. "Cálculo del factor de emisiones de CO2 del sistema eléctrico uruguayo 2008 -Estimación para el PDD" Gerencia de Medio Ambiente de UTE , Montevideo, Uruguay, versión 02, Mayo 2009
[xxxiii] DNE, Fundación Bariloche, "Estudio del Potencial de Ahorro en Uruguay", Montevideo, sep. 2011, disponible en: http://www.eficienciaenergetica.gub.uy/ACTIVIDADES.asp?realizado=1
[xxxiv] O. Braga et Al. "Una aplicación metodológica para el desarrollo eléctrico del Uruguay", (2011) p. 481, capítulo escrito por el Ing. Alfonso Blanco
[xxxv] S. Price et al., , "Guide to Resource Planning with Energy Efficiency ", National Action Plan for Energy Efficiency, Environmental Protection Agency (EPA), Preparado por: Energy and Environmental Economics, Inc., USA, Nov. 2007, disponible en: www.epa.gov/eeactionplan
[xxxvi] A. Lovins, Rocky Mountain Institute, "Reinventing Fire", USA, 2011, p. 127
[xxxvii] Environmental Protection Agency (EPA), "Understanding Cost-Efectiveness of Energy Efficiency Programs - Best Practices, Technical Methods, and Emerging

Issues for Policy- Makers", National Action Plan for Energy Efficiency, preparado por: Energy and Environmental Economics, Inc. and Regulatory Assistance Project Nov. 2008, disponible en: www.epa.gov/eeactionplan

[xxxviii] L. Falkin, comunicación privada, Abril 2012.
[xxxix] Ministerio de Planificación (CHILE), "PRECIOS SOCIALES PARA LA EVALUACIÓN SOCIAL DE PROYECTOS", 2011
[xl] UTE, "Estados contables consolidados e informe de auditoría independiente", disponible on line en:
http://www.ute.com.uy/pags/Institucional/info_econ_fin.html
[xli] O. Burgueño (Gerente estudios tarifarios, UTE), comunicación privada, Marzo 2012.
[xlii] G. Abal, J. Cataldo, M. D'Angelo, A. Gutiérrez, "Mapa Solar del Uruguay" Versión 1.0, Memoria técnica, pp 27, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Abril 2010, disponible en: www.fing.edu.uy/if/solar/msu-miem-v1.pdf
[xliii] R. Prando, "Energía Solar Térmica" pp. 65 (asignatura "Tecnología y Servicios Industriales"), Instituto de Ingeniería Química, UDELAR, Montevideo, 2011, disponible en: http://es.scribd.com/doc/106006521/EERR-M2-2011
[xliv] G. Abal, J. Cataldo, M. D'Angelo, A. Gutiérrez, "Mapa Solar del Uruguay" Versión 1.0, Memoria técnica, pp 40, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Abril 2010, disponible en: www.fing.edu.uy/if/solar/msu-miem-v1.pdf

xlv Diario EL PAIS, "Se importaron 257.000 laptops, 1,4: de celulares y 97.000 motos en 2011", Montevideo, 18/1/2012, disponible en:
http://www.elpais.com.uy/120118/pecono-619255/economia/Se-importaron-257-000-laptops-1-4-de-celulares-y-97-000-motos-en-2011/

[xlvi] Intendencia Municipal de Maldonado, "Pliego de Licitación Pública No. 2/2012 - Suministro de treinta y cuatro mil luminarias para alumbrado público", Enero 2012.
[xlvii] UTE, "UTE EN CIFRAS 2010", disponible en: www.ute.com.uy
[xlviii] UTE, "INFORME SOBRE EL IMPACTO EN LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CAMPAÑA "TU AHORRO VALE DOBLE", Junio 2012.

[xlix] Mercados Energéticos Consultores, "Consultoría para Monitoreo y Evaluación de avance anual del Proyecto de Eficiencia Energética", Informe final para DNE/MIEM, Montevideo, Marzo, 2011.

[l] UTE, "UTE en cifras 2011", Montevideo, disponible en: www.ute.com.uy
[li] N. Hopper, C. Goldman, J. Schlegel "Energy Efficiency in Western Utility Resource Plans: Impacts on Regional Resource Assessment and Support for WGA Policies", preparado por el Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berekeley, USA, Agosto 2006.

[lii] A. Lovins, Rocky Mountain Institute, "Reinventing Fire", USA, 2011, p. 116
liii Southern California Edison, "Regulatory Information - Energy Efficiency Filings - Quarterly Energy Efficiency Reports", 4º trimestre 2009, disponible en
http://www.sce.com/AboutSCE/Regulatory/eefilings/Quarterly.htm

[liv] Ministry of Energy and Water Resources, "Energy conservation measures continue, and now, air conditioners", Israel, 18/3/2012, disponible en: "http://energy.gov.il/English/AboutTheOffice/SpeakerMessages/Pages/GxmsMniSpokesmanCampaignAC.aspx

[lv] International Energy Agency (IEA) "G-20 "Clean Energy, and Energy Efficiency deployment and policy progress", documento preparado para el G-20 Clean Energy and Energy Efficiency Working Group (C3E), Paris Francia, Octubre 2011. Documento disponible en: http://www.iea.org/publications

[lvi] Dexia Asset Management, "Generating "Negawatts" – Energy Efficiency´s Threats and Opportunities for European Utilities", Utilities Sector Sustainability Research Paper", Mayo 2010.

[lvii] M. Voogt, M. Luttmer, E. de Visser, "Review and analysis of national and regional certificates schemes, European Comission Intelligent Energy Programm", reporte preparado por Ecofys, para la European Commission Intelligent Energy Programme, Comunidad Europea, 2007.

[lviii] Consejo de la Comunidad Europea, "Energy efficiency: delivering the 20% target", Bruselas, noviembre 2008, disponible en: http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52008DC0772:EN:NOT

[lix] B. Joshi "Best Practices in Designing and Implementing Energy Efficiency Obligation Schemes", Research Report Task XXII of the International Energy Agency Demand Side Management Programme, Stockholm Sweden, Junio 2012, disponible en: http://www.ieadsm.org/Content.aspx?ID=2