



“La calefacción en el sector residencial argentino”

“Primera modelización y estudio de las consecuencias de la sustitución de bombas de calor en reemplazo de los calefactores a gas”

Por **C.G. Tanides, F.G. Nicchi, M.L. Lavoria y A. Mazzitelli**
(GEA; Departamento de Electrotecnia,
Facultad de Ingeniería, UBA)

La calefacción representa el 60% del consumo de gas en el sector residencial; en este trabajo se estudian los efectos en el sistema energético que implican la sustitución, a gran escala, de bombas de calor eléctricas, en reemplazo de equipos de calefacción a gas natural tipo tiro balanceado, los más usados en la Argentina.

En la medida en que la Argentina progresa económica y socialmente, la demanda energética aumentará, en ausencia de políticas de optimización del uso de la energía. Esta evolución en el confort térmico ha estado reflejándose –y así continuará– en un incremento del servicio de climatización residencial. Por este motivo, la eficiencia energética de los equipos que brinden adecuadamente tanto calefacción como refrigeración, por ejemplo, tendrá un impacto significativo en la demanda energética futura del país.

Específicamente, la calefacción residencial representa uno de los mayores usos finales de gas natural, y una importante fuente de emisión de CO₂ del país. Constituye el 62% del consumo de gas natural en el sector residencial argentino, lo que equivalía en el año 2011 al 77% de todo

el gas utilizado en el sector industrial [BEN, 2011]. Sin embargo, existe un sinnúmero de opciones que permiten, al estar integradas inteligentemente, abordar de manera óptima la provisión de este servicio con menor consumo de energía. Estas opciones pueden ser normativas, informativas con etiquetas de eficiencia energética, constructivas, tarifarias, educativas y, finalmente, pero no menos importante, de fuentes energéticas y tecnologías asociadas, que es el caso de análisis del presente trabajo.

En este estudio, se evalúa el impacto de la sustitución de calefactores a gas natural por bombas de calor eléctricas (BC)^[1], que se justifica dado que la BC tiene un rendimiento (COP)^[2] netamente superior al tiro balanceado que, además, puede seguir aumentando en el futuro por mejoras tecnológicas. El análisis considera a todo el sistema energético, desde la fuente al consumo final.

Se efectuó una modelización empleando el *software Long-Range Energy Alternative Planning System (LEAP)* y se desarrollaron dos escenarios. Uno de Oferta, que supone una evolución del parque de generación de energía eléctrica bajo consideraciones elaboradas en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (FI-UBA), para satisfacer la demanda eléctrica estimada a 2030, que incluye políticas de Uso Racional y Eficiente de la Energía, llamado escenario de demanda UREE.

El otro escenario, de Demanda –modelizado–, incluye la incorporación gradual de BC en reemplazo de estufas de tiro balanceado a gas natural, difiriendo únicamente en sus curvas de demanda energética final para electricidad y gas natural. El modelo, en este caso, ha evaluado en forma de valores medios anuales, sin considerar la estacionalidad.

De la aplicación del modelo surgen las variaciones de demanda de energía eléctrica y gas natural, de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de disponibilidad de gas natural en el sistema, de los costos de capital, y de O&M, así como un resumen costo-beneficio del panorama final.

Escenarios utilizados para simular el sistema

Cualquier evaluación ambiental y económica a futuro dentro del sistema eléctrico dependerá de las suposiciones en cuanto a la conformación del parque de generación, que será instalado para satisfacer la demanda eléctrica creciente y el retiro de las centrales más antiguas. Estas suposiciones involucran el tipo de centrales, la fuente energética y los costos de capital y de operación y mantenimiento de las mismas, estos últimos fuertemente dependientes de los futuros costos de los combustibles.

Escenarios de oferta de generación eléctrica

Para la evaluación de opciones de oferta de generación eléctrica contamos con un abanico de alternativas, que incluyen las diversas tecnologías, con sus costos asociados, tanto de capital como de combustible.

El modelo de oferta energética adoptado en este trabajo ha sido el desarrollado por la FIUBA [Nicchi *et al.*, 2013], en donde entre la multiplicidad de opciones disponibles se seleccionó un conjunto de tecnologías de acuerdo a una serie de criterios técnicos, económicos y ambientales. Esto

finalmente determinó una conformación del parque de generación al 2030, cuya potencia adicional instalada se resume en la tabla 1.

Participación en la potencia adicional instalada al 2030	Potencia adicional instalada al 2030 [MW]
Centrales a gas	7,93 %
Hidráulicas	19,04 %
Nuclear	5,63 %
Eólico	38,58 %
Ciclo combinado	18,46 %
Biomasa	8,18 %
Otras fuentes	2,18 %
TOTAL	40.343 MW

Tabla 1. Potencia instalada, por tipo de central eléctrica, en el período 2010-2030, para escenario UREE y BC-UREE.

En la tabla 1 se aprecia que el modelo plantea la incorporación de 40.343 MW al 2030, de los cuales el 38,6% consiste en parques eólicos terrestres, el 19% a centrales hidráulicas de diverso tamaño (excluyendo las grandes centrales de pasada por su controvertida performance ambiental), y el 18,5% a ciclos combinados. De este modo, se construye un parque que posee una elevada potencia total instalada (70.798 MW), pero baja potencia disponible relativa.

El escenario prevé también la incorporación de centrales de energía nuclear (más del 5% de la capacidad agregada al sistema). Se incorporan también, algo menos de 900 MW en otras fuentes de energía, a saber, fotovoltaica, parques eólicos marítimos y pequeñas unidades a diesel.

Se efectúan pocos retiros de máquinas, para conservarlas como reserva, sin perjuicio mayor para las nuevas, dado que estas últimas ingresan primero por cuestiones de precio, en particular aquellas eficientes, dado que se proyecta un aumento en los precios de los combustibles fósiles.

En cuanto a los costos de tecnologías, O&M y de los combustibles, los valores han sido obtenidos básicamente de la AIE (IEA, 2011a), con ligeras modificaciones para adaptarlos al contexto argentino.

Escenarios de demanda final energética (electricidad y gas natural)

Los escenarios de partida de predicción de la demanda energética, en términos de energía final, han sido: i) UREE, y ii) UREE con inserción de bombas de calor (BC-UREE), durante el período 2010-2030.

El escenario de demanda UREE, en contraposición a un escenario sin políticas de uso racional y eficiente –BAU, *Business as Usual*–, implica que además del análisis específico propuesto en calefacción, se llevan a cabo, en paralelo, otras medidas que disminuyen la demanda de energía eléctrica final. En nuestro caso, esta diferencia es alrededor de un 25% menor al 2030 en términos eléctricos^[3].

Se reseña en algunos casos el escenario BAU con fines comparativos, pero se asume que la política energética de reemplazo tecnológico propuesta solo sucedería con posterioridad a la aplicación de varias medidas de uso racional de energía, que alcanzaría el 25% mencionado.

En el caso de BC-UREE, el modelo evalúa:

- La reducción de la demanda de gas natural debido a la sustitución de tiros balanceados por BC.

- ii) El incremento en la demanda de energía eléctrica por incorporación de BC, así como indirectamente el mayor uso de gas natural u otros combustibles para la producción de electricidad requerida y las emisiones consecuentes.

Las operaciones efectuadas para transformar la reducción de consumo de gas natural residencial para calefacción en el aumento de demanda eléctrica se apoya en las siguientes consideraciones:

- La demanda de gas natural que se reduce es la residencial, que corresponde al 27% del total de dicho consumo y, de la misma, la participación de la calefacción en el consumo de gas anual (62%) [Bezzo *et al.*, 2010].
- La demanda eléctrica por bombas de calor derivada de la reducción del gas residencial en calefacción responde a nivel de consumo final según indica la Ec. (1):

$$CE_{BC} = \frac{CGN_{TB} \cdot \varepsilon}{COP} \quad (1)$$

CGN_{TB} : Consumo de GN de tiro balanceado.

CE_{BC} : Consumo de electricidad de BC.

ε : Eficiencia del tiro balanceado.

Por consiguiente, siendo:

$$\Delta Q_{anual_{electr}} \left[\frac{0}{1} \right] = \frac{DE_{BC} - UREE - DE_{UREE}}{DE_{UREE}} \quad (2)$$

$\Delta Q_{electr} \left[\frac{0}{1} \right]$: Incremento anual de demanda residencial eléctrica debido a la inserción de las bombas de calor, caracterizado en términos por unidad; $DE_{[X]}$: Demanda eléctrica para el año j , en el escenario X .

Resulta:

$$DGN_j(BC) = DGN_j(\sin BC) \cdot \left(1 - \frac{PR \cdot PC \cdot COP_j \cdot \Delta Q_{electr} \left[\frac{0}{1} \right]}{\varepsilon_j} \right) \quad (3)$$

$DGN_j(BC)$: Demanda total anual de GN insertadas las BC en la cantidad correspondiente al año j -ésimo

$DGN_j(\sin BC)$: Demanda total anual de GN sin BC.

PR : Participación Residencial (27%)

PC : Participación Calefacción (62%)

COP_j : COP de los equipos para el año j .

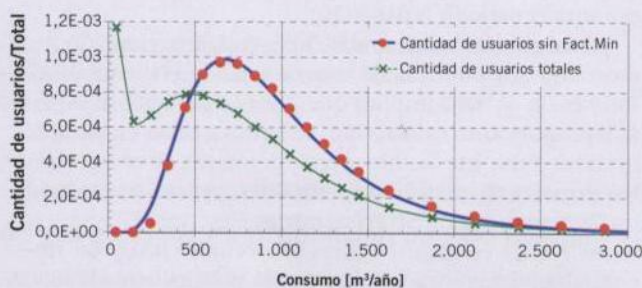


Figura 1. Distribución de la cantidad de usuarios según su consumo anual. En el eje vertical se representa la cantidad de usuarios en cada intervalo de consumo dividido por la cantidad total de usuarios; por ejemplo, la probabilidad de usuarios en cada rango de consumo. El área bajo estas curvas está normalizada a la unidad. Los círculos rojos representan la distribución de usuarios sin "Factura mínima". Las cruces representan la distribución del total de usuarios con "Factura mínima" [Gil *et al.*, 2013].

Dicho cálculo se sustenta en la hipótesis de suponer un consumo anual promedio de 1.000 m³ en GN en la zona de Gran Buenos Aires. En la figura 1 se muestra la distribución de consumo para el caso de los usuarios de la distribuidora Metrogas del año 2006, y un ajuste de los datos usando la distribución log-normal [Gil *et al.*, 2013].

Se supone un poder calorífico del gas natural tomando como referencia el valor que figura en la factura de gas de 9.300 kcal/m³, de modo que resulta 1 m³ = 10.8 kWh. A partir de ello, surge un consumo eléctrico adicional equivalente en calefacción anual, acotado aproximadamente por 1.400 kWh.

En función de estas operaciones, el escenario propone efectuar anualmente el reemplazo tecnológico de forma gradual, tal que se obtenga, al 2030, un incremento del 1% respecto a la demanda eléctrica final de UREE. Resulta, por consiguiente, que al fin del período se alcanza a introducir en algo más de 900.000 residencias, que de acuerdo con los datos del censo 2010 realizado en la República Argentina^[4], representaría un 24% de las viviendas totales de la región metropolitana (CABA+GBA) en ese año.

El escenario también propone, en relación con la tecnología de las BC, que la razón de la conversión se realice a partir de un COP de 3 en el año 2010, hasta alcanzar un COP de 4 en el año 2030 (en línea con las tendencias internacionales). También se incrementa la eficiencia global de los usos finales a gas del 65 al 70%.

Una primera aproximación nos muestra que el rendimiento de estos equipos típicamente con un COP = 3 [Tanides *et al.*, 2011], resulta 4,6 veces superior al de un equipo de calefacción convencional ($\eta = 65\%$). Por supuesto que esto constituye solamente el último eslabón de la cadena de transformaciones energéticas. Un análisis más ajustado deberá considerar los rendimientos en toda la cadena desde la energía primaria hasta el uso final, tal como lo muestra la tabla 2 en página siguiente.

Resultados para el sistema energético

La demanda energética final de electricidad y GN para ambos escenarios se aprecia en la tabla 3, de la siguiente página, donde, con el objeto de comparar las intensidades energéticas finales, la demanda de gas natural se expresa en unidades convencionales de energía eléctrica (TWh) y en unidades convencionales de gas (m³).

Se aprecia que la inserción de bombas de calor presupone una demanda eléctrica mayor para el sistema (1,44 TWh adicionales al 2030); empero, la diferencia en la demanda de gas natural final para el escenario que incorpora BC respecto al UREE (477 MMm³ GN o 4,36 TWh menos), es prácticamente tres veces menor en términos energéticos que el aumento en electricidad. Este resultado refleja, que si bien la relación de consumos de energía entre los equipos es de 5,7 a 1, para el sistema desciende a una relación de 3 a 1, en el 2030, como las diferencias entre electricidad y gas natural indican.

Disponibilidad de gas natural

Pese a que el ahorro de gas natural residencial acumulado al 2030, merced a la salida de estufas de tiro balancea-

	Eficiencia uso final	Pérdidas en transmisión / Transporte y distribución	Eficiencia en conversión de GN a:	Rendimiento total
Bomba de calor	(COP) (2010) 300%; (2030) 400%	84%	Electricidad en ciclo combinado 55%	(2010) 138%; (2030) 185%
Tiro balanceado	η : 65%	95%	Gas natural 100%	Rendimiento Total: 62%

Tabla 2. Ejemplo de rendimientos parciales de la cadena de transformaciones energéticas desde el servicio buscado: calefacción hasta la fuente secundaria (gas natural), suponiendo provisión desde CC.

Escenarios	Demanda en el 2010		Demanda en el 2030	
	GN [TWh / MM m ³]	Electricidad [TWh]	GN [TWh / MM m ³]	Electricidad [TWh]
BAU	243 / 24.864	98,6	488,1 / 49.969	191
UREE	243 / 24.864	98,6	488,1 / 49.969	143,96
BC Lineal-UREE	243 / 24.864	98,6	483,4 / 49.492	145,4

Tabla 3. Comparación entre escenarios de demanda BAU, UREE y BC-UREE.

do, resulta en más de 4.000 MM m³, debe considerarse que parte del mismo se emplea en procesos asociados al parque de generación eléctrica, de modo que se obtiene un ahorro neto de aproximadamente 1.364 millones de m³ de GN en el lapso de 20 años.

Este ahorro neto considera el consumo en el que incurren la centrales térmicas y de ciclo combinado, que a futuro se introducirán en el parque de generación. Dado que las centrales ingresan en función de sus costos globales de funcionamiento, la caída considerable en los procesos a gas natural se explica porque, dada la conformación del parque de generación, progresivamente menos dependiente de combustibles fósiles y sus precios, las máquinas más caras no son despachadas.

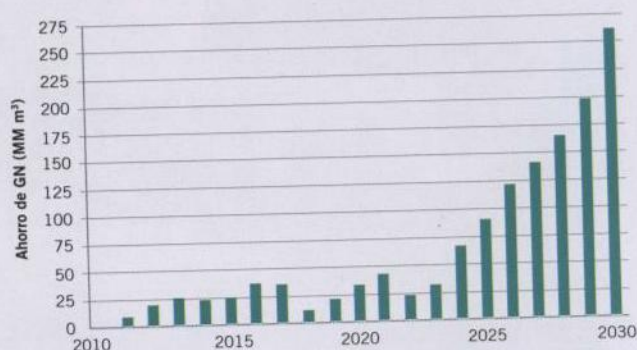


Figura 2. Ahorro anual neto de gas natural del sistema debido al reemplazo de estufas de tiro balanceado por BC.

La figura 2 muestra la evolución del ahorro anual neto en el período de análisis. Las fluctuaciones de ahorro observadas en el período 2010-2023 se deben a las características evolutivas del parque de generación eléctrica supuesto.

La inserción de bombas de calor exige, sin embargo, el ingreso de algunos procesos con mayor costo variable, y por ello aumenta el consumo de GN en centrales, como se observa en las barras rojas de la figura 3.

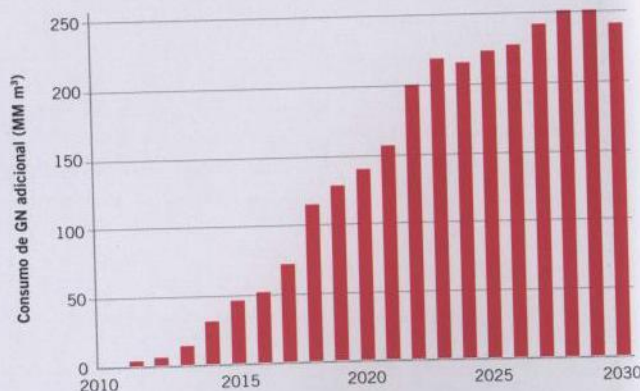
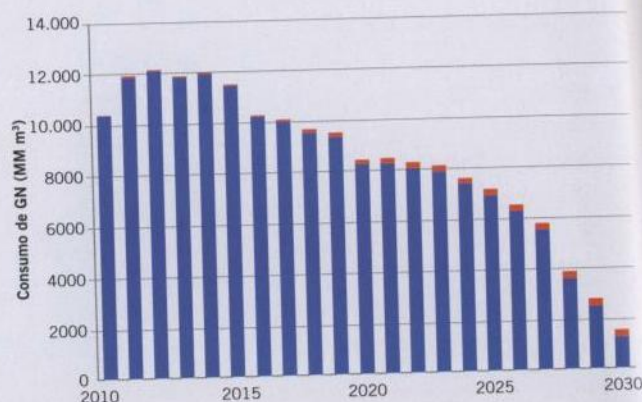


Figura 3. Arriba. Consumo total de GN en centrales para generación luego de inserción de BC, considerando escenario UREE [celeste], y el adicional que resulta en BC-UREE [rojo]. Abajo. Consumo GN para generación adicional BC-UREE (escalas diferentes).

Reducción de emisiones

La inserción de bombas de calor en forma gradual produce una reducción neta de las emisiones de gases de efecto invernadero de 1,68 millones de toneladas CO₂ equivalente. Esta reducción se apoya fundamentalmente en la disminución de consumo de GN en estufas. El incremento de uso de GN para la generación de electricidad para las BC

se ve acotado por el cambio de matriz de generación, que en el año 2030 tiene una creciente componente de centrales que funcionan sin combustibles fósiles: renovables, hidroeléctricas y nucleares. Las consecuencias ambientales se encuentran resumidas en la figura 4, empleando como índice el *Global Warming Potential* (GWP), considerando principalmente las emisiones de CO₂ –no biogénico^[5]–, aunque también, con contribuciones menores, al Metano y al Óxido Nitroso.

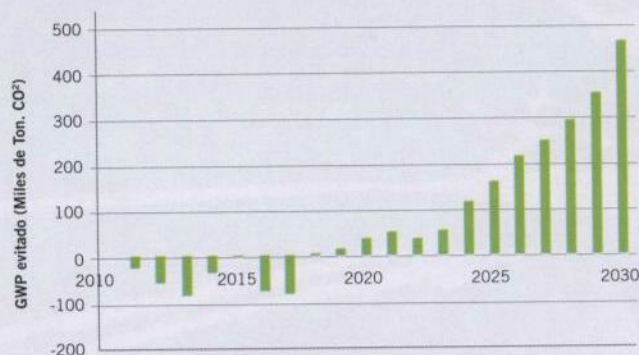


Figura 4. GWP evitado en el período 2012-2030 por la introducción de bombas de calor.

Costos y ahorros totales

Costos asociados a la generación de energía eléctrica

Asociados al aumento de demanda eléctrica, se encuentran los costos de Capital y de Operación y Mantenimiento (O&M), fijos y variables del parque de generación; sin anualizar por vida útil. Los costos, relativos a UREE, solo se manifiestan en el aumento de costo variable de operación y mantenimiento, puesto que los de capital se mantienen invariables, dado que el parque de generación no varía. Por consiguiente, estos aspectos determinan que a 2030, el costo total acumulado relativo a UREE resulte cercano a MM US\$ 8,5. Ver la figura 5.

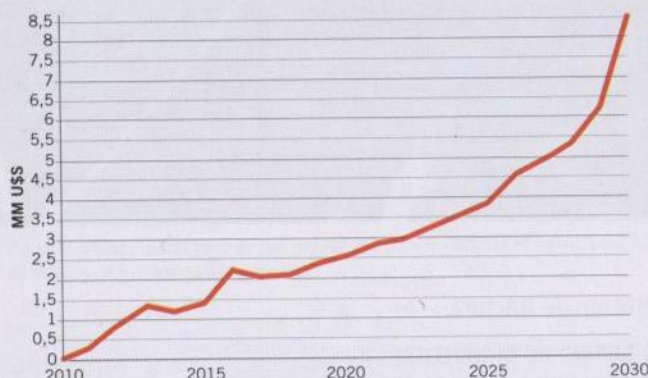


Figura 5. Evolución de los costos variables de O&M anuales asociados al parque de generación al 2030 relativos a UREE.

Costos y ahorros asociados a recursos

Los costos totales, debidos principalmente a la producción de combustibles y a su importación, discriminados en fuentes de energía primaria y secundaria, denotan que existen costos mayores asociados a generación eléctrica de-

bido a la preponderancia del diesel, y de los combustibles fósiles, tendencia que se revierte a partir del 2020, principalmente por el ahorro de gas natural, y se traduce en ahorros aún mayores en los costos de fuentes secundarias.

Examinando las diferencias en costos totales -capital y de O&M- del escenario de bombas de calor, respecto a UREE, se desprende que, sin más, la medida resulta beneficiosa en términos económicos, por cuanto implica un ahorro en términos de recursos, sin descontar, de cerca de MM US\$ 347 netos acumulados al 2030 en el período de análisis.

Costos asociados al usuario final

Dicho beneficio se ve atenuado si se considera que, a partir de la implementación de las bombas de calor, el consumo residencial de gas de 900.000 viviendas desciende en el orden de 600 m³ anuales, y el consumo eléctrico equivalente en calefacción varía de 1.400 kWh en el 2010 a 1.100 kWh en el 2030, debido al aumento del COP.

Teniendo en cuenta las tarifas vigentes para las empresas Edenor, Edesur, Gas Natural Ban y Metrogas, y los respectivos impuestos, se elaboró un cuadro tarifario correspondiente al consumo bimestral de dos usuarios tipo R1 y R2 3°, según se desprende de la tabla 4. Cabe aclarar que no existe relación entre la categorización de usuarios que consumen GN y los que consumen EE.

Categoría	Gas Natural BAN	Metrogas	EDESUR	EDENOR
Usuario R1	\$ 56,47	\$ 47,42	\$ 61,50	\$ 60,85
Usuario R2 3°	\$ 50,75	\$ 48,71	\$ 61,56	\$ 64,02

Tabla 4. Costos de GN y EE para dos usuarios R1 y R2 3° según distribuidoras metropolitanas.

Como puede observarse, los valores bimestrales en la facturación para dos usuarios tipo representan una diferencia de \$ 16,60 por vivienda para la situación más desfavorable.

Considerando tres bimestres de calefacción, y la inserción gradual de BC en los 900.000 usuarios finales desde el 2010 al 2030, ingresando los mismos en proporciones idénticas, resulta que el costo acumulado que resultaría de solventar las diferencias en las tarifas de energía anuales, a medida que el número de residencias involucradas aumenta, es del orden de MM US\$ 26,145^[6]. Si este costo se afronta con el capital ahorrado en recursos, el beneficio neto al 2030 se reduce a MM US\$ 320,8.

Por último, y al observar la tabla 5, a partir de los datos recolectados de acuerdo al estudio de mercado realizado, los costos de los equipos nuevos, y el promedio de la diferencia entre los costos de dos equipos distintos que entreguen la misma potencia, son:

Estufa de tiro balanceado	Bomba de calor	Diferencia
2.500 kcal/h: \$ 960	2.500 kcal/h: \$ 3.316	\$ 2.356
3.000 kcal/h: \$ 1.250	3.000 kcal/h: \$ 4.242	\$ 2.992
Promedio de la diferencia		\$ 2.674

Tabla 5. Costos y diferencias de costos en adquisición de equipos nuevos.

Como puede observarse, el costo de un equipo de gas representa en ambos casos, aproximadamente el 29% del costo de una BC. Por consiguiente, puede incorporarse al balance neto el costo para solventar totalmente el reemplazo

tecnológico a nivel usuario final. Nótese que imputar este costo totalmente a la calefacción representa una condición muy desfavorable para la medida, puesto que los costos de las BC pueden asumirse también para refrigerar.

De este modo, lo que anteriormente se percibía como un beneficio neto de MM US\$ 320,8 (contemplando las tarifas), ahora se convierte en un costo neto de MM US\$ 80,2 al año 2030.

Resumen costo-beneficio de la medida

Por último, para resumir la situación, considerando los resultados precedentes, se presenta un resumen de los costos-beneficios acumulados (2010-2030) de cada escenario, comparados frente a UREE sin descontar, en millones de dólares, detallada en la figura 6.

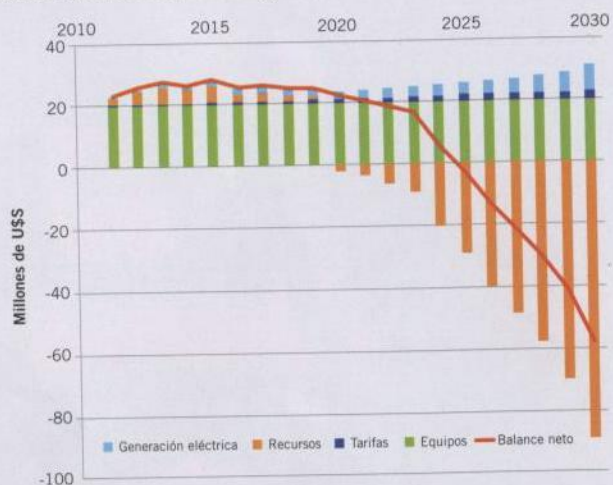


Figura 6. Evolución anual en diferencias de costos en términos de generación eléctrica y recursos entre BC-UREE y UREE. Se incorporan, además, la disminución en ahorros y el aumento en costos anuales que supondría la medida para los usuarios finales por reemplazo de equipos y discrepancias tarifarias.

La tabla 6 muestra los costos o ahorros acumulados totales de la medida, sumados a través de todos los años de estudio. Asumiendo costos de electricidad y gas estable, prescindiremos de la anualización y compararemos a valor real.

En el mismo no se han tenido en cuenta los costos de

transporte/transmisión y distribución, tanto de GN como de EE, o cualquier otro factor, dado que formará parte de una futura continuación de este trabajo.

Costos/Ahorros totales acumulados al 2030	BC-UREE
Transformación	
Generación eléctrica – Costos variables de O&M	61,7
Recursos	
Ahorros en costo de combustible –GN + GN no convenc.	-385,1
Costos en importaciones	38
Costos adicionales opcionales	
Tarifas	26,1
Equipos	401,1
A) BALANCE NETO (SIN EQUIPOS Y TARIFAS)	-285
B) BALANCE NETO (CON EQUIPOS Y TARIFAS)	141,91
Ahorros de GEI [MM Toneladas CO ₂ eq.]	1,7
Costo de CO ₂ evitado [US\$/Ton. de CO ₂ eq.] (A)	-169,8
Costo de CO ₂ evitado [US\$/Ton. de CO ₂ eq.] (B)	82,9
Ahorro de gas natural	1.364 MMm³

Tabla 6. Costos y beneficios acumulados al 2030 relativos a UREE, en millones de dólares (2010), sin descontar.

Inmediatamente, se desprende que existen costos relativos a O&M en generación eléctrica, considerables ahorros en recursos, costos de importaciones varias veces menores que los susodichos, que devuelven un beneficio neto de MM US\$ 285, sin tener en cuenta equipos y tarifas.

No obstante, si con ese capital adicional se afrontaran los costos globales en los que debiera incurrir el sistema por cualquier política adoptada, con el fin de atenuar el costo que deben afrontar los usuarios para realizar la sustitución tecnológica, este valor se encontraría acotado por un total de MM US\$ 427 (equipos y tarifas). Por consiguiente, se obtendría un costo total acumulado al 2030 de MM US\$ 142, tal como indica la tabla 6.

La sustitución tecnológica implica ahorros de GEI de 1,7 MM tCO₂eq., por lo que la medida puede considerarse favorable en términos ambientales. También implica un ahorro de US\$ 169,8 por tonelada de CO₂ equivalente para reducir las emisiones, incluyendo solo generación y recursos; o un costo de US\$ 82,9 por tonelada de CO₂ equivalente, considerando equipos y tarifas.

LA CALIDAD ES NUESTRO RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida de la Industria Petrolera.



IPH SAICF®

CABLES DE ACERO
ESLINGAS - ACCESORIOS
www.iph.com.ar

Conclusiones

La promoción de BC para calefacción es una medida extendida en numerosos países, dadas sus ventajas respecto a los métodos de calefacción por combustión directa. Un primer análisis en el sector residencial argentino demuestra que el reemplazo de estufas de tiro balanceado por bombas de calor, en concordancia con políticas de uso racional y eficiente de la energía, arroja resultados que vale la pena analizar, y dan lugar a futuros estudios para lograr su implementación. El incremento de la demanda de energía eléctrica sería en el 2030 de 1.44 TWh respecto a UREE, lo cual estaría más que compensado por la reducción que UREE logra frente a BAU, que alcanzaría los 45 TWh al 2030. Por su parte, la demanda residencial de gas disminuye 477 MMm³ en el 2030 (4,36 TWh) -i.e. tres veces más que el aumento de demanda eléctrica- respecto a UREE.

Bajo el escenario de generación eléctrica al 2030 propuesto por la FI-UBA, muy bajo en emisiones, y en relación con un recambio a producirse en 900.000 hogares promedio de la región del CABA y GBA, resulta que en total, al año 2030, se produciría en todo el sistema energético una reducción neta de más de 1.350 MM m³ de GN, y se alcanzaría en dicho año una reducción cercana a los 260MMm³ anuales.

El impacto económico resulta en un ahorro -considerando el balance neto de producción e importaciones de recursos y costos variables de O&M- de MM US\$ 285. Por su parte, el costo de afrontar el reemplazo de los equipos y la diferencia tarifaria se encontraría en alrededor de los MM US\$ 427, de modo que el balance final sería, en el caso de abordar todas las cuestiones susodichas, un costo acumulado al 2030, no descontado, de MM US\$ 142.

Por su parte, la reducción de emisiones alcanza los 1,7 MM tCO₂eq, acumulados al 2030, lo que implica que la medida resulta beneficiosa en términos ambientales.

Futuros modelos deberán incorporar la modelización temporal, estacionalidad del consumo, en términos de demanda de gas y energía eléctrica, la variable geográfica,

diversas opciones normativas y constructivas, y la implementación de políticas que favorezcan la posibilidad de aprovechar la enorme diferencia de rendimiento existente entre ambas tecnologías de provisión de calor. ■

Bibliografía

- BEN, 2011. Balance Energético Nacional, Secretaría de Energía de la Nación, 2011.
- Bezzo, E.J., Bermejo, A., Cozza, P.L., Fiora, J.A., Gil, S., Maubro, M.A., R. Prieto (2010). Impacto de los consumos pasivos en artefactos a gas en el consumo de energía, Congreso Mundial de la Energía, Buenos Aires, 2010.
- EPA. "Deferral for CO₂ emissions from bioenergy and other biogenic sources under the Prevention of Significant Deterioration (PSD) and Title V programs: Proposed rule (EPA-HQ-OAR-2011-0083)." *Federal Register* 76, no. 54 (marzo de 2011): 15249-15266.
- Gil, S. y R. Prieto (2013). *Categorización racional de usuarios residenciales - Herramienta para promover un uso más eficiente del gas*, ELUREE 2013.
- AIE, *Internacional Energy Agency* (2011a) www.iea.org.
- Nicchi, F. y M. Beljansky (2013). "Impacto de las nuevas tecnologías y las energías renovables en el escenario de oferta eléctrica al 2030 en Argentina". XV ERIAC, Foz do Iguazú, Brasil, 19 al 23 de mayo de 2013.
- SE, (2011). <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/ver-pagina.php?idpagina=2863>, Secretaria de Energía de la Nación.
- Stockholm Environment Institute* (2011) *Long Range Energy Alternatives Planning System (LEAP) User Guide for version 2011*. Stockholm, SEI, 2011.
- Tanides C.G., J.M. Evans, F.G. Nicchi, R. Pedace, y G. Gazola, 2011. Optimización de la demanda energética argentina en la climatización del sector residencial. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, Vol. 15, 2011. Impreso en Argentina. ISSN 0329-5184, págs. 07-91 a 07-98.



POTENCIAMOS LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y DEL GAS - EN CUALQUIER PARTE DEL MUNDO

Wärtsilä ofrece soluciones de energía, productos y servicios en todas las fases del proceso de exploración, producción, transporte y refinación de petróleo y de gas, tanto on-shore como off-shore. Actualmente participamos en la producción de más de 5 millones de barriles por día, más del 6% de la producción mundial de petróleo. Sea cual sea su necesidad, le brindamos la máxima eficiencia, flexibilidad en el uso de combustibles y soluciones alineadas con el cuidado del medio ambiente.

Lea más en www.wartsila.com



Wärtsilä Argentina S.A. Tronador 963 CABA-Tel. (011) 4555 1331 info.argentina@wartsila.com

Referencias

- [1] Léase como alternativa práctica factible "Acondicionadores de aire frío-calor".
- [2] COP: coeficiente de performance. Actualmente, en Argentina igual a 3, pero en la Unión Europea ya las etiquetas alcanzan un COP de 4.
- [3] <http://www.escenariosenergeticos.org/actividades/presentaron-plataforma-escenarios-energeticos-argentina-2030/>
- [4] Ver <http://www.censo2010.indec.gov.ar/resultadosdefinitivos.asp>
- [5] Con dióxido de carbono *no biogénico* nos referimos al emitido por material orgánico no fosilizado y biode-

gradable que procede de plantas animales o microorganismos (incluidos productos, subproductos, residuos y desechos de la agricultura, la silvicultura y las industrias relacionadas), así como las fracciones orgánicas no fosilizadas y biodegradables de los residuos industriales y municipales. [EPA, 2011].

- [6] A dólar oficial de agosto del 2013.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido posible gracias al respaldo de UBA-CyT interdisciplinario, código 20620110200018.

La eficiencia energética se aprende

El cuidado de la energía a través de la eficiencia energética se logra mejor si se internaliza desde chicos, ya que está probado que los conocimientos adquiridos en la infancia forjan una actitud decisiva a lo largo de la vida. Por ello, una importante actividad es llevada a cabo por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas; se trata de educar a los niños en la responsabilidad del cuidado de la energía, buscando sembrar en ellos los conocimientos que más tarde difundirán en sus respectivos entornos, y que llegarán incluso a sembrar en el seno de sus hogares.

Con el lema "Educar a los chicos para educar a los grandes", desde mediados de 2010 el Instituto ha creado un programa de educación para la sustentabilidad energética y preservación del petróleo y del gas, con el fin de promover el desarrollo sustentable de estos recursos naturales no renovables.

El PUREE (Programa sobre el Uso Racional y Eficiente de la Energía) está destinado a escuelas primarias, y busca concientizar y sensibilizar a los niños que asisten a esos establecimientos en el uso racional de los recursos energéticos. Allí aprenden que la fuente que más energía produce es el ahorro mismo de esa energía, y el evitar su desperdicio cuando no se está usando.

Ya se desarrolla en varias provincias y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dentro de acuerdos marco celebrados con las respectivas autoridades gubernamentales.



Con el programa PUREE, los chicos aprenden jugando, a través de un material pedagógico innovador, compuesto por una maleta que contiene este material, integrado por fichas con los buenos y malos "hábitos" energéticos, un test y actividades lúdicas para fijar los conocimientos impartidos en las charlas dadas por especialistas del IAPG. También se elaboró un video y un juego analítico donde se aprende sobre las "ciudades energéticamente responsables".

Lo que se busca, concretamente, es generar un cambio sustentable desde los niños hacia el resto de la sociedad, algo que permita a las generaciones futuras utilizar también los recursos naturales presentes. Y que sean sus protagonistas, los chicos, los que actúen en su entorno como comunicadores de este mensaje. Es decir, se pretende generar el "efecto cascada" en el medio ambiente directo de los alumnos.