



DISEÑO DE INSTRUMENTOS DE MERCADO PARA CAPTAR EL POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN URUGUAY

**Ing. Martín Garmendia. Consultor
Uruguay, 2012**

NOTA. La consultoría fue financiada con el apoyo financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el marco de una cooperación técnica no reembolsable RG T1886 para Energías Renovables y Eficiencia Energética. El contenido y las opiniones del informe son de exclusiva responsabilidad del Consultor.

Contenido

Organizaciones Públicas	3
Siglas empleadas	3
A1) Estudio de situación y construcción de un escenario de política.....	4
1) Estado de situación a nivel de regulación	4
1.1) Marco regulatorio y técnico del sector energía	4
1.1.1) Marco regulatorio del sector eléctrico.....	4
1.1.2) Marco técnico para condiciones de intercambio de energía eléctrica	5
1.1.3) Marco regulatorio del sector combustibles	5
1.1.4) Antecedentes de celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica en el marco existente.....	6
2) Incentivos existentes.....	6
2.1) Incentivos fiscales.....	6
2.2) Beneficios para la generación distribuida	7
3) Beneficios asociados a la cogeneración	8
3.1) Ahorro de energía primaria y beneficio ambiental	8
3.2) Alivio de redes	10
4) Barreras regulatorias.....	11
5) Diseño de escenario de política	12
6) Estudio de casos	13
6.1) Entrevistas a empresas con alto potencial de implementar la cogeneración:	13
6.2) Análisis de casos.....	14
A2) Modelos de contrato.....	15
A3) Metas.....	17
1) Objetivos mundiales.....	17
2) Consideraciones para la fijación de metas.....	17
3) Opciones para fijación de metas	20
A4) Cálculo de externalidades medioambientales	23
A5) Estudio de zonas geográficas con mayor potencial	24
Referencias consultadas.....	26

Organizaciones Públicas

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
DNE	Dirección Nacional de Energía
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MGAP	Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria Energía y Minería
MTSS	Ministerio de Trabajo y Seguridad Social
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios Energéticos y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

Siglas empleadas

COMAP	Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones
FUDAEE	Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética
IRAE	Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas
IRIC	Impuestos a las Rentas de la Industria y Comercio
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MMEE	Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
SIN	Sistema Interconectado Nacional

A1) Estudio de situación y construcción de un escenario de política

1) Estado de situación a nivel de regulación

1.1) Marco regulatorio y técnico del sector energía

1.1.1) Marco regulatorio del sector eléctrico

Si está previsto que el cogenerador comercialice sus excedentes con el distribuidor, el marco legal aplicable es el vigente para el mercado eléctrico. En el caso que el cogenerador no cuente con excedentes para comercializar, solamente debe cumplir con los requisitos técnicos y de seguridad que UTE y/o URSEA fijen para este tipo de instalaciones internas.

El marco legal fundamental actual del sector eléctrico se encuentra basado en la Ley Nº 14.694 (Ley Nacional de Electricidad) de 1977, con su reforma significativa a partir de la Ley 16.832 (1997). La principal modificación introducida por la Ley 16.832 es la exclusión de la actividad de generación como servicio público, quedando abierta la posibilidad a cualquier agente que quiera realizarla.

Esta ley creó también el mercado de energía eléctrica, así como organismos de administración y contralor pertinentes (ADME, UREE/URSEA), adecuando el sector a esta nueva realidad; esto implicó un proceso de adecuación del sector, que se consolidó provisoriamente en el año 1999 a través del Decreto 22/999. Éste fue derogado en el año 2002, creándose definitivamente los siguientes reglamentos:

- Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional (Dto. 276/002)
- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Dto. 277/002)
- Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (Dto. 278/002)
- Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Dto. 360/002)

Estos reglamentos han tenido modificaciones y actualizaciones puntuales de determinados artículos, descritas en la siguiente tabla de Decretos del Poder Ejecutivo.

Nº	Descripción
22/1999	Reglamentación de la Ley 16.832 (Reforma del Sistema Eléctrico)
257/2001	Modificación al Decreto 22/999
296/2001	Modificación al Decreto 22/999
278/2002	Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica
276/2002	Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional
277/2002	Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
360/2002	Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE)
299/2003	Modificaciones en el Reglamento del MMEE aprobado por el 360/02
44/2007	Cargos por uso del sistema de transmisión de energía eléctrica
121/2007	Modificaciones en el Reglamento del MMEE aprobado por el 360/02 (modificación del tope del SPOT)
228/2007	Modificaciones en Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica
229/2007	Cargos a la trasmisión para generadores (incluyendo autoproductores), importadores, exportadores y grandes consumidores
567/2009	Consideraciones sobre despacho de energía eólica

72/2010	Modificaciones al reglamento del MMEE.
136/2012	Modificación al Reglamento de Trasmisión para el cálculo de peajes

1.1.2) Marco técnico para condiciones de intercambio de energía eléctrica

Siempre que un cogenerador se conecte con la red para comercializar su energía eléctrica debe respetar las condiciones establecidas en los distintos reglamentos técnicos elaborados para tal fin. Los organismos encargados de establecer dichas condiciones son URSEA y UTE. Por un lado URSEA en su rol de organismo regulador tiene entre sus objetivos controlar el cumplimiento de las normas vigentes y establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades vinculadas a los sectores de energía y agua, entre otros. Por otro lado UTE como distribuidor debe mantener ciertos parámetros de calidad en su servicio, por lo que es necesario que el generador cumpla con determinados requisitos para que la calidad final no se vea afectada.

URSEA estableció las condiciones del intercambio en el Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión. Allí se destacan ciertas condiciones y los principales aspectos técnicos a acordar entre UTE (distribuidor) y el generador en el convenio de conexión.

Para el caso de generación conectada a la red de baja tensión en el marco del Decreto 173/010, UTE incluyó en los Reglamentos de baja tensión las condiciones técnicas a satisfacer por las instalaciones de este tipo (capítulos 28 y 29). A través de la Resolución 163/010, URSEA aprobó el Reglamento sobre medición de la energía intercambiada en el marco del Régimen establecido en el Decreto 173/010

1.1.3) Marco regulatorio del sector combustibles

Para el caso de los combustibles líquidos, la Ley 8.764 del año 1931 otorga a ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Pórtland) el monopolio para la importación y refinación de crudo y sus derivados. Dicha ley también adjudicaba el monopolio de la producción y exportación del alcohol carburante y el biodiesel, que fuera luego excluido a partir de la Ley 18.195 para el fomento y regularización de producción, comercialización y utilización de agrocombustibles.

La distribución de combustibles líquidos se encuentra a cargo de tres empresas: PETROBRAS, ESSO y DUCSA, las cuales cuentan con contratos con ANCAP. De todos modos, los precios de venta al consumidor final de los productos monopolizados son fijados por ANCAP, pero deben contar con la aprobación del Poder Ejecutivo. En el caso del GLP, los distribuidores autorizados son Acodike Supergás S.A., DUCSA, Gasur S.A., Megal S.A y Riogas S.A

En lo que refiere al gas natural, Uruguay actualmente no explota yacimientos de gas natural y su única fuente de abastecimiento son tres gasoductos desde Argentina: del Litoral / Cr. Federico Slinger (1998), Casablanca (1999, pero nunca utilizado) y Cruz del Sur (2002). El sector se divide principalmente en tres tipos de actores: transportistas (Gasoducto Cruz del Sur y ANCAP), distribuidores (Conecta y MontevideoGas) y comercializadores (ANCAP, Conecta y MontevideoGas). Los precios máximos del gas al consumidor final también son fijados por el Poder Ejecutivo, pudiendo cada distribuidor otorgar tarifas más convenientes o promocionales a ciertas categorías de clientes. En caso de que el cogenerador opte por utilizar gas natural, debe encontrarse en las proximidades de una red de distribución o transporte, y analizar de acuerdo a la escala y localización del emprendimiento qué tipo de tarifa le es más conveniente.

Otros tipos de combustibles, como ser la biomasa no cuentan con un mercado ni tarifas reguladas. Se trata además de una situación muy variable de acuerdo al tipo de biomasa, a la región en la que se localice el emprendimiento, y a los acuerdos de suministro con los que cuente o si el combustible es propio. El mercado de la biomasa por mayor se encuentra concentrado en pocos actores, y en el sector más masivo (residencial y comercios pequeños) está mucho más disgregado.

1.1.4) Antecedentes de celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica en el marco existente

Una vez creado el marco para la comercialización de energía eléctrica, se comienza a fomentar la celebración de contratos de compraventa (2005), primero a partir de generación distribuida y luego mayoritariamente a partir de fuentes renovables (2006 a 2012).

A continuación se menciona un resumen de los llamados realizados por parte de UTE y el decreto en el marco del cual se realizaron:

Llamado	Descripción	Año	Decreto Relacionado
P34493	Generación distribuida	2005	389/005
P35404	Renovables	2006	77/006
P37637	Renovables	2007	397/007
K39607	Eólicos	2010	403/009 Y 041/010
K41938	Eólicos	2011	159/011
K42158	Centrales Biomasa	2011	367/010
K42433	Centrales Biomasa	2011	367/010
k43037	Eólicos	2012	424/011

Paralelamente a los llamados también se han presentado interesados en generar, que han acordado condiciones particulares para la compraventa de energía eléctrica en el marco de la regulación vigente, tanto en el mercado de contratos como en el SPOT. Al momento los generadores únicamente han desarrollado contratos con el distribuidor (UTE); aunque esté previsto en el marco legal, aún no se constatan experiencias de contratos entre privados.

Se hace una mención especial al caso de las centrales de micro-generación conectadas a las redes de baja tensión del distribuidor; para ellas rigen condiciones especiales, de acuerdo a lo establecido por el decreto 173/010.

2) Incentivos existentes

2.1) Incentivos fiscales

Desde el punto de vista de incentivos fiscales, la regulación se enmarca en las leyes 14.178 (Ley de promoción industrial) y 16.906 (Ley de promoción y protección de inversiones).

En la Ley N° 14.178 se establecen, entre otros aspectos, exoneraciones en cargos e impuestos en la importación de equipos no competitivos con la industria nacional.

Otro tipo de incentivos a la inversión son los establecidos en la Ley de promoción y protección de inversiones del año 1998 (n° 16.906). En la misma se establecen beneficios fiscales, como ser la exoneración del Impuesto al Patrimonio y de los Impuestos al Valor Agregado (IVA) y

Específico Interno (IMESI), correspondientes a la importación de los bienes incluidos, y devolución del Impuesto al Valor Agregado incluido en las adquisiciones en plaza de los mismos. También se faculta al Poder Ejecutivo de establecer un régimen de depreciación acelerada, a los efectos del Impuesto a las Rentas de la Industria y Comercio (IRIC) y los Impuestos a las Rentas Agropecuarias y al Patrimonio, para ciertos bienes.

En el marco de esta Ley, el Decreto 455/007 y las modificaciones al mismo con el 443/008, explicita los trámites de solicitud de exoneraciones y clasifica los proyectos en función de su magnitud, utilizando como criterio el monto a invertir. También se menciona que los beneficiarios serán aquellas empresas cuyos proyectos de inversión o actividad sean declarados promovidos por el Poder Ejecutivo. Quien evalúa los proyectos se trata de una Comisión de Aplicación (COMAP), coordinada por el MEF y con la participación del MIEM, MGAP, MTSS, OPP y una Comisión de Descentralización. Los topes y plazos de las exoneraciones también son establecidas por los presentes decretos.

En referencia al Decreto 455/007, el recientemente aprobado Decreto 02/012 establece modificaciones metodológicas en la evaluación de proyectos y optimización de las ponderaciones de la matriz de indicadores para la exoneración de IRAE. Entre otros aspectos se establece la matriz con objetivos medibles de: empleo, descentralización, exportaciones, sectoriales y producción más limpia o investigación, desarrollo e innovación, a través de indicadores relevantes definidos en función de la participación de cada ítem en el proyecto de inversión. En los criterios establecidos por la COMAP luego de la modificación se mantienen los beneficios en cuanto a exoneraciones de Impuesto al Patrimonio y Tasas y tributos a la importación de bienes no competitivos con la industria nacional.

Por último, el decreto 354/009 (también en el marco de la Ley N° 16.906) promueve, entre otras, la actividad de generación de energía eléctrica a partir de cogeneración de forma explícita y especifica el siguiente régimen de exoneraciones de Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE):

- 90 % de la renta neta fiscal en los ejercicios indicados entre el 1º de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2014.
- 60 % de la renta neta fiscal en los ejercicios indicados entre el 1º de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2017.
- 40 % de la renta neta fiscal en los ejercicios indicados entre el 1º de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2020.

Se menciona también que quedan excluidos de esta exoneración aquellos generadores que no operen en el mercado de contratos a término. El mismo decreto declara promovida la fabricación nacional de maquinaria y equipos con destino a la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales y/o a través de cogeneración.

Por otro lado, la reciente Ley N° 18.597, del 21 de setiembre de 2009, promueve, entre otras cosas, la investigación y el desarrollo de tecnologías nacionales en áreas del conocimiento que contribuyan a un uso eficiente de energía, donde podría enmarcarse la cogeneración.

2.2) Beneficios para la generación distribuida

De acuerdo al Reglamento de Trasmisión (aprobado por Decreto 278/002), todos los usuarios conectados a dicha red deben pagar cargos por conexión y peajes. Sin embargo, el mismo reglamento exonera a la Generación Distribuida siempre que su nodo de conexión a la red de

trasmisión sea demandante de potencia. Se destaca este aspecto debido a que para la escala de los proyectos de cogeneración con mayor factibilidad se sitúan en menos de 5 MW.

3) Beneficios asociados a la cogeneración

3.1) Ahorro de energía primaria y beneficio ambiental

El ahorro de energía primaria es el beneficio tangible más significativo para el sistema. La generación en el punto de demanda térmica y eléctrica hace que la eficiencia global de conversión sea mayor. Los beneficios ambientales concomitantes con ese ahorro global de energía serán tratados más adelante.

Se muestra a continuación un ejemplo para la determinación del ahorro de energía primaria global por la instalación de una planta de cogeneración en un establecimiento cualquiera. Se comparará el consumo que implica abastecer una demanda térmica y eléctrica, a partir de equipos tradicionales frente a abastecerlos a partir de una planta de cogeneración. La demanda eléctrica se considera que se abastece a partir de centrales térmicas; esto se debe a que serían las centrales a desplazar del despacho (disminuir su carga o apagar) en caso de incorporar de mayor capacidad de generación o evitar consumo.

Suponiendo que el establecimiento tiene un consumo térmico Q_D (actualmente abastecido por una máquina térmica tradicional de rendimiento η_{TT}) y un eléctrico P_D (actualmente consumiendo de la red, con rendimiento de generación η_{ET}); considerando que se instala una planta de cogeneración tomando siempre como base para el diseño la satisfacción de la demanda térmica con rendimientos térmico y eléctrico η_{TCGN} y η_{ECGN} respectivamente, el cual genera una potencia térmica Q_G (se impone $Q_G=Q_D$) y una eléctrica P_G .

El consumo de combustible de los equipos mencionados se calcula como:

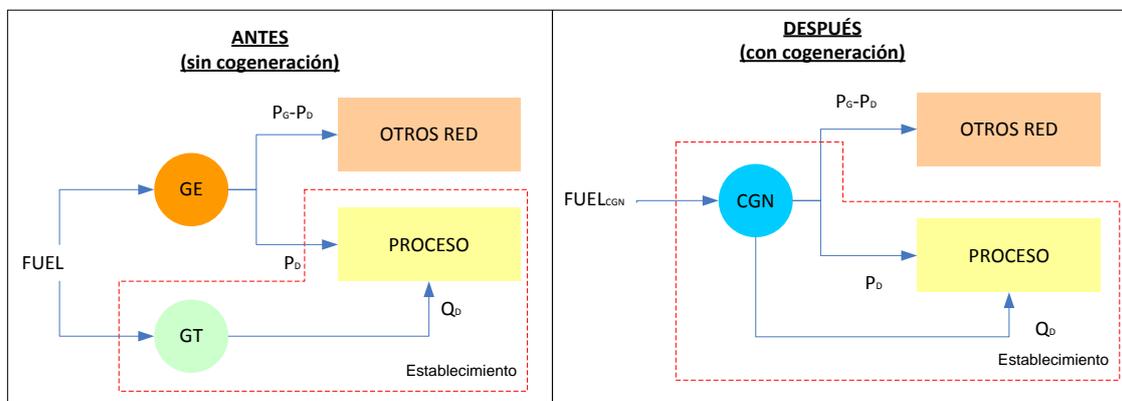
$FUEL_T = \frac{P_D}{\eta_{ET}} + \frac{Q_D}{\eta_{TT}}$: Consumo de energía abasteciendo a partir de equipos tradicionales.

$FUEL_{CGN} = \frac{Q_D}{\eta_{TCGN}} = \frac{P_G}{\eta_{ECGN}}$: Consumo de energía abasteciendo a partir de un equipo de cogeneración.

Siendo el ahorro: $AHORRO (\%) = \frac{CONSUMO ANTES - CONSUMO DESPUÉS}{CONSUMO ANTES}$

Los eventuales ahorros de energía primaria se deben estudiar en dos casos separados:

- a) La planta genera energía eléctrica excedente que puede volcar a la red ($Q_G=Q_D$ y $P_G>P_D$)

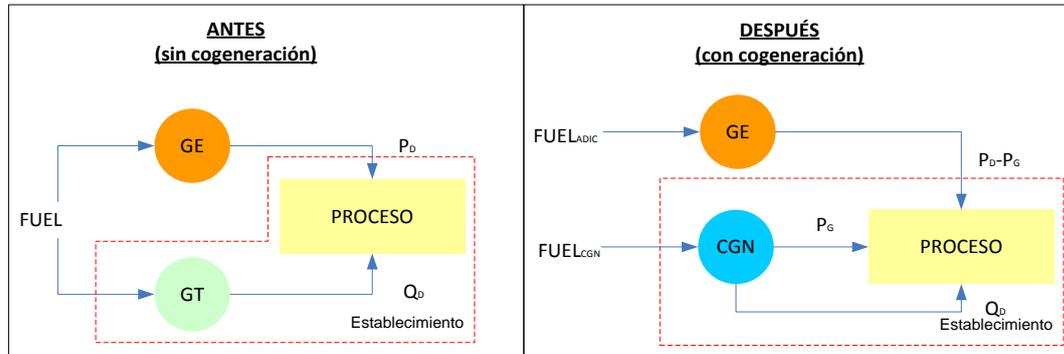


$$CONSUMO ANTES = FUEL_T + \frac{P_G - P_D}{\eta_{ET}}$$

Se agrega al consumo anterior un término que contempla la energía consumida para generar con equipos tradicionales los excedentes generados.

$$CONSUMO \text{ DESPUÉS} = FUEL_{CGN}$$

- b) La planta genera energía eléctrica, pero no es suficiente para abastecer la demanda eléctrica, por lo que tiene necesidad de tomar de la red ($Q_G=Q_D$ y $P_G < P_D$)



$$CONSUMO \text{ ANTES} = FUEL_T$$

$$CONSUMO \text{ DESPUÉS} = FUEL_{CGN} + \frac{P_D - P_G}{\eta_{ET}}$$

Se agrega al consumo del equipo de cogeneración un término que contempla la energía consumida para generar con equipos tradicionales los faltantes para abastecer la demanda eléctrica.

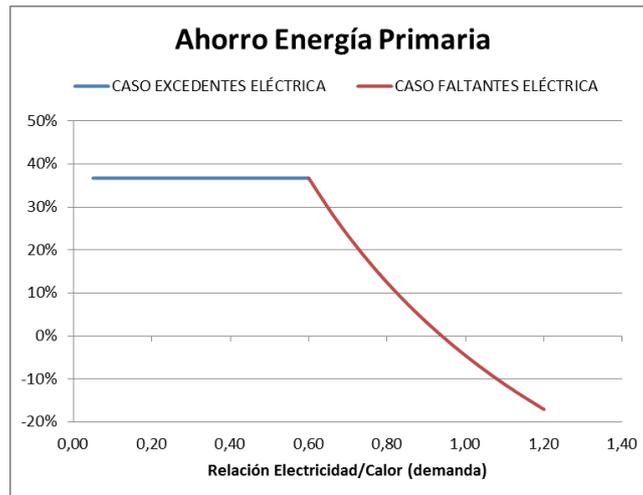
A modo de ejemplo, el promedio de las centrales térmicas actualmente en operación (Central Batlle, Punta del Tigre, La Tablada, Central Maldonado) es de 29%. El rendimiento de una caldera con fines térmicos puede variar entre 80% y 93%, dependiendo del combustible, de la regulación, del mantenimiento, etc., el cual se denominará rendimiento térmico puro. Para este caso consideraremos un rendimiento del 90%. Por lo tanto, suponiendo por un lado:

Rendimiento Generación pura (η_{ET})	29%
Rendimiento Térmico Puro (η_{TT})	90%

Y adicionalmente, considerando rendimientos de equipos típicos de cogeneración (cuya relación y rendimiento global dependerán de la aplicación y de cada caso, pero pueden tomarse plantas típicas)

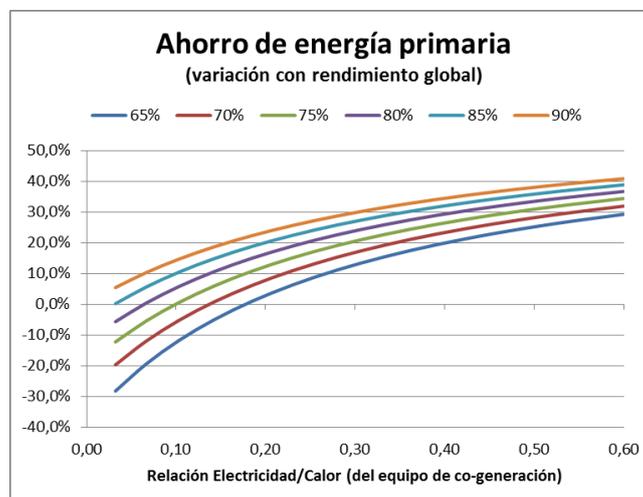
Rendimiento Eléctrico CGN ($\eta_{E \text{ CGN}}$)	30%
Rendimiento Térmico CGN ($\eta_{T \text{ CGN}}$)	50%
Rendimiento Global CGN	80%

El ahorro de energía primaria en función de la relación P_D/Q_D (demanda) resultante se muestra en la siguiente figura.



Allí se observa como para el caso de excedentes, el ahorro de energía primaria es independiente de la relación P_D/Q_D , dependiendo únicamente de los rendimientos de los equipos tradicionales y el de cogeneración. Se observa que a partir de cierta relación P_D/Q_D , para el caso de faltantes de energía eléctrica esto no representa un ahorro para el sistema. Un análisis más exhaustivo podría realizarse variando los supuestos de los rendimientos de cada central. Esto se debe a que los rendimientos de los equipos de cogeneración varían de acuerdo a la solución implementada, de la tecnología, el diseño de la instalación, etc.

Con la misma operativa descrita anteriormente, variando el rendimiento global del sistema de cogeneración y para distintas relaciones P_G/Q_G , manteniendo ahora fija la relación en la demanda. Las distintas líneas representan distintos rendimientos globales de los equipos.



3.2) Alivio de redes

Dada la escala de los proyectos manejados, se trata de generación distribuida que puede implicar un alivio en ciertos tramos de las redes, con su consecuente disminución en las pérdidas de energía eléctrica asociadas a su transporte. Esto se debe a que se evita el consumo propio y eventualmente se genera cerca de otros puntos de consumo. Naturalmente, el beneficio dependerá de la localización del proyecto.

4) Barreras regulatorias

Si bien el marco regulatorio no presenta barreras explícitas que impidan la cogeneración, sí se identifica como una barrera la ausencia de una tarifa regulada para la cogeneración; a la fecha de este informe, cualquier consumidor que instale una planta de cogeneración y que no quede comprendido en el marco del Decreto de microgeneración, automáticamente adquiere la figura de Autoprodutor o se asemeja a dicho caso (aunque la potencia instalada sea inferior a 500 kVA). Este aspecto implica la necesidad de establecer contratos bilaterales con el distribuidor para la venta de energía, pero también para la compra de energía de complemento y de respaldo. Dichos contratos deben realizarse con el distribuidor y/o con otros agentes generadores privados abonando los peajes correspondientes por los servicios de transmisión y/o distribución según corresponda; la distribución y transmisión se encuentran a cargo de UTE y el mercado de contratos con generadores privados no se ha desarrollado, por lo tanto es necesario negociar directamente con UTE un contrato particular, donde esta podrá fijar la tarifa que considere adecuada independientemente de lo establecido en el pliego tarifario, pero sin referencias de precio establecidas. Si bien se intenta que los precios de dicho contrato reflejen los costos reales de brindar el servicio, estos son desconocidos por los eventuales inversores y complejos de determinar por parte de ellos, a los efectos de evaluar si es una situación conveniente o no implementar una medida de este tipo. Asimismo, tampoco cuentan con la capacidad de evaluar si la cifra ofrecida es adecuada, dificultando los argumentos de negociación. Este aspecto se identifica como una gran barrera, ya que introduce una incertidumbre en cuanto al costo del respaldo y complemento, que en ciertos casos puede ser fundamental. La adopción de una definición clara de la cogeneración en el marco regulatorio y el establecimiento de una tarifa regulada para los cogeneradores se considera como un aspecto muy relevante para el desarrollo de futuros proyectos. A modo de orientación, se adjunta un estudio realizado en donde se analiza la situación normativa en algunos países de referencia, en cuanto al marco de la cogeneración y eventualmente las tarifas.

En la actualidad hay proyectos ya implementados: Alur, Bioener/Urufor, Galofer/Arrozur, Ponlar/Danksa, Weyerhaeuser, Zenda, Fanapel. Todos estos casos se tratan de industrias (o empresas asociadas a una industria) que al momento de instalar la planta de cogeneración, tuvieron que firmar un contrato individual con la empresa distribuidora. Los mismos no tienen por qué encontrarse en el marco del pliego tarifario.

Algunos de estos casos se tratan de proyectos que se asemejan más a una planta de generación, dado que la fracción de consumo térmico es pequeña frente a la generación eléctrica. Varios de estos casos tienen asociada la disponibilidad del combustible pues se trata de un subproducto de la misma planta o de una industria asociada. El caso particular de Zenda está asociado a la disponibilidad de gas natural y del precio SPOT. Si existe disponibilidad y el precio SPOT es conveniente la industria cogenera, consume su propia energía eléctrica y térmica, comercializando los excedentes en el SPOT. En caso contrario consume energía de la red y satisface sus consumos térmicos con calderas de respaldo.

Si bien existen incentivos fiscales para la inversión en producción más limpia, y dentro de este ítem podemos incluir a la cogeneración, los precios de la biomasa y de la energía eléctrica hacen que aún con los incentivos actuales solo sea rentable cogenerar en casos excepcionales en donde se tenga biomasa como un subproducto del proceso productivo y el propio establecimiento tenga necesidades de energía eléctrica y calor, de forma tal de usar su propia biomasa y de esta forma evitar los costos de traslado que en la mayor parte de los casos vuelven inviable el proyecto desde el punto de vista económico, dando tasas de retorno de la

inversión negativas. Los costos de generar un MWh para consumo interno en general son similares o incluso mayores a los de comprarlo al distribuidor, estando la mayor parte del costo de generación asociado al consumo de combustible. Esto hace que el potencial cogenerador opte por contar con el suministro de la red y la satisfacción de su consumo térmico con los medios habituales (calderas de vapor principalmente).

Tal como fue mencionado anteriormente, para el caso de la biomasa el costo del combustible es variable según el tipo de establecimiento, región o incluso época del año, tratándose de un mercado sin regulación.

El gas natural por su parte, si bien se encuentra regulado presenta ciertas particularidades, pues no se cuenta en todo el país, ni hay al momento la certeza de la disponibilidad firme durante todo el año. La introducción de un gas natural mediante una planta regasificadora con un precio del orden de los USD 15 el Millón de BTU podrá darle un impulso a distintos proyectos de cogeneración tanto a nivel industrial como en el sector de comercio y servicios, ya sea con motores de combustión interna como con micro turbinas de gas natural.

Una forma de mejorar la rentabilidad de los proyectos es premiar al cogenerador por las emisiones evitadas debido a no encender otro tipo de centrales térmicas y la reducción de pérdidas en la red por disminuir la energía que éstas transportan. La implementación de medidas como las propuestas del Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAE), de premiar los proyectos de conservación de la energía (y consecuente reducción de emisión de CO₂), sí se observa como un aspecto positivo. Medidas similares fueron implementadas en Dinamarca y Suecia con mucho éxito, sin embargo cuando se planteó en la Comunidad Europea contó con mucha resistencia y no logró ser implantado.

Dentro de la ley de parques industriales (nº 17.547) se menciona, como uno de los aspectos necesarios para que una fracción de terreno sea considerado como parque industrial, contar con energía suficiente y adecuada para las necesidades de las industrias del parque. Sin embargo, en su decreto reglamentario (524/005) se menciona como aspecto energético únicamente a la electricidad. En él se establece que la misma deberá ser prevista en el proyecto de creación del parque, atendiendo los potenciales requerimientos de las instalaciones a radicarse y las posibilidades reales de conexión de la carga. Si bien no está prohibido, no son mencionados aspectos en cuanto a la energía térmica, ni a generación propia dentro del parque. Podría incluirse en este marco algún ítem especial donde se mencione o exija al menos el estudio de la cogeneración como una opción de abastecimiento.

Hoy en día, las experiencias de comercialización de energía térmica son Galofer-Arrozur y Bioener-Urufor, pero se trata de empresas estrechamente relacionadas. Arrozur es dueña de parte de Galofer, es una de sus proveedoras de cáscara de arroz (combustible), compartiendo además ciertos servicios. Algo similar sucede con Bioener-Urufor donde además de pertenecer al mismo grupo económico, la mayoría de la biomasa que consume Bioener proviene del aserradero Urufor.

5) Diseño de escenario de política

De acuerdo a lo mencionado sobre la escala de los proyectos, se considera relevante continuar fortaleciendo la investigación en tecnologías. Principalmente se debería enfatizar en aquellas que tienen mayor aplicación a la escala de los consumidores del Uruguay (motores de combustión, motores Stirling, microturbinas, motores de vapor). Esto se debe a que dada la escala de los consumos térmicos uruguayos, la mayor parte de los potenciales cogeneradores

no tienen el tamaño como para poder usar calderas de vapor sobrecalentado con turbinas de vapor, dado que tendrían que ser turbinas de pequeño porte (menores a 1 MW en la mayor parte de los casos), donde los rendimientos de los equipos son típicamente menores a los habituales para otras escalas. De todos modos, no se descarta como una solución pasible de ser implementada, pues de hecho se analiza esta opción para algunos de los casos de estudio.

Cualquier tipo de medida tendiente al fortalecimiento de la industria y mano de obra calificada nacional en servicios asociados a la cogeneración (fabricación de calderas, proyectos y mantenimiento electro-mecánico, etc.), debe considerarse como un aspecto positivo. Sin embargo, la introducción inicial de tecnología extranjera con experiencias probadas puede tener un efecto positivo, haciendo progresivo el proceso de aprendizaje y sustitución; de esta manera el privado que invierte tendría menores riesgos y no se generaría una desconfianza temprana de la industria nacional en caso de fracasos.

La experiencia adquirida por las plantas generadoras de energía eléctrica a partir de biomasa actualmente en funcionamiento (Fenirol, Galofer, Weyerhaeuser, Bioener, Liderdat, Ponlar, ALUR) ha permitido un aprendizaje tanto desde el punto de vista tecnológico como operativo; y si bien en algunos casos se han tenido comienzos con dificultades, actualmente desarrollan sus actividades de forma regular. Un aspecto identificado como positivo radica en que el aprendizaje no solamente queda en las industrias que cogeneran, sino que todos los actores vinculados en estos proyectos (ingenieros, operadores, empresas de servicios asociados) adquirieron mayor experiencia en la temática, que de otra manera hubiera sido imposible desarrollar.

Tal como fue mencionado, la introducción de un gas natural firme y a precio conveniente viabiliza proyectos de pequeña escala (Potencias ≤ 1 MW). Un motor de combustión interna a gas natural tiene una operativa sencilla, operando en buenas condiciones de rendimiento a cargas parciales otorgando agua caliente o vapor de baja presión, un ejemplo a nivel industrial es la curtiembre Zenda.

En caso de establecer un régimen promocional debe previamente definirse un marco de medidas técnicas regulatorias; en las mismas se debería especificar como mínimo las eficiencias mínimas para determinadas tecnologías y combustibles, así como relaciones mínimas entre energía térmica y eléctrica generada.

6) Estudio de casos

6.1) Entrevistas a empresas con alto potencial de implementar la cogeneración:

A los efectos de obtener información de los sitios identificados con potencial de implementar proyectos de cogeneración se realizaron diez entrevistas en total.

En todas las entrevistas realizadas se mostró un interés en evaluar la posibilidad de cogenerar, pero también en todos los casos se plantea por parte de los entrevistados dudas en cuanto a las tecnologías a usar y a la capacitación del personal existente en las plantas como para operar una planta de cogeneración, siendo este el principal obstáculo encontrado.

6.2) Análisis de casos

Se realiza a continuación el análisis técnico y económico de potenciales proyectos destacados. Para todos los casos se utilizará la misma estrategia de funcionamiento, pues se tienen varios criterios de diseño:

- Paridad térmica

Se diseña el ciclo para abastecer el consumo térmico de proceso. En función de ello se obtiene energía eléctrica que puede ser generada con una relación Q/E conveniente; en caso de que la electricidad generada no sea suficiente para abastecer la demanda eléctrica de la planta será necesario comprar la energía eléctrica faltante al distribuidor; en caso contrario debe preverse la venta de los excedentes. **Con este criterio el calor es el principal producto, siendo la electricidad un subproducto del proceso.**

- Paridad eléctrica

El ciclo se diseña para entregar una determinada potencia eléctrica, y sus excedentes térmicos pueden ser aprovechados por un proceso asociado. Si el excedente térmico no alcanza para alimentar el proceso, es necesario una generación térmica adicional para satisfacer la demanda; en caso contrario, debe preverse la devolución del calor excedente al ambiente (condensación).

- Criterio económico

En este caso, el sistema es diseñado para suplir una parte, la totalidad o producir excedentes de energía eléctrica, de acuerdo a la electricidad adquirida o vendida a una tarifa conveniente. De esta manera, el cogenerador puede optar por la compra de electricidad para suplir su demanda o vender el excedente. Si la generación térmica no es suficiente para el proceso productivo, debe utilizarse un equipo adicional para satisfacerlo; en caso contrario debe devolverse al ambiente el calor excedente.

Sistema de cogeneración	Temperatura disponible p/ uso térmica	Razón Q_G/E_G	(E_G/Q_G)
Turbina de vapor	120 – 400 °C	2 a 30	0,03 a 0,5
Turbina de gas	120 – 500 °C	1,2 a 4,0	0,25 a 0,83
Motor recíprocante	80 – 150 °C	0,8 a 2,2	0,5 a 1,25

A2) Modelos de contrato

La cogeneración se trata de un caso particular, el cual debe abordarse con un marco específico. Dentro de dicho marco podrían incluirse aspectos fundamentales para la celebración de contratos entre cogenerador y distribuidor. A pesar que los casos de estudio mostraron que por las escalas de los proyectos quizás no sea posible contar con excedentes, siempre se debe contar con dicha posibilidad. Una vez que se tiene la posibilidad de generar energía de manera más eficiente se debería aprovechar, en el establecimiento o en el sistema. Se reafirma este concepto ya que aumentando levemente la escala, generando más energía eléctrica y comercializándola a un buen precio se podrían mejorar los resultados económicos.

A continuación se enumeran algunos de los aspectos más significativos que podrían considerarse dentro de los contratos.

- a) Si la cogeneración se enmarca en un régimen promocional particular se debe excluir de este régimen a aquellos que implementen proyectos de generación con bajo consumo térmico. Para evitar esto se explicitan ciertos criterios, como el cumplimiento de una relación mínima entre la potencia térmica y eléctrica (variable con la tecnología). Por ejemplo, podría exigirse que la potencia térmica consumida sea de al menos igual a la eléctrica. Otra opción sería considerar el total anual, imponiendo por ejemplo que más de un 10% de la producción de energía neta sea térmica (se mencionan cifras orientativas de acuerdo a reglamentaciones en otros países, deberían fijarse convenientemente los límites nacionales).
- b) Siempre que se encuentre dentro de los parámetros técnicos adecuados y no ocasione perturbaciones a la red, no debería penarse al cogenerador por el consumo de energía eléctrica de respaldo, obligándose al distribuidor a venderle energía eléctrica siempre que el cogenerador lo demande a tarifa regulada. Podría optarse entre establecer una tarifa especial para cogeneración, de acuerdo a la escala y a la demanda, o asemejarse al pliego tarifario. Se trata de una tecnología nueva para la empresa por lo que es de esperarse que no todo opere de la mejor manera desde un principio. El principal producto del cogenerador no debería ser la energía eléctrica, por lo que su proceso productivo debe continuar con energía eléctrica propia o de la red.
- c) En cuanto a la remuneración, en algunos países se hace énfasis en la remuneración por costo evitado del sistema (costo marginal). Sin embargo, debería poder asegurarse al cogenerador un mínimo para la compra de energía y en caso de que el precio SPOT sea más alto remunerarla a dicho valor (o uno levemente inferior). Se debería contar con el compromiso del cogenerador de operar siempre en las mismas condiciones. Dado que se trataría de centrales de pequeño porte no tendría un impacto significativo en el costo total de abastecimiento a la demanda.
- d) Se podría implementar un sistema de remuneración especial si la planta entrega energía en horarios de punta o en las épocas del año donde el costo marginal del sistema es más alto. Además se lo obliga a entregar energía durante una cierta cantidad de horas en el año (por ejemplo, al menos 5.000 hs/año) para acceder a dicha remuneración especial.
- e) Dadas las escalas de los proyectos manejados, la compañía eléctrica debería hacerse cargo de todas las inversiones necesarias para la interconexión física. En el documento consultado⁵, se mencionaban centrales de cogeneración de pequeña escala (menores

a 10 MW) para este beneficio. En cuanto al uso de la red, tal como fue mencionado anteriormente, al presumirse se tratan de proyectos menores a 5 MW pueden entenderse como generación distribuida, sin tener que hacerse cargo de costos de conexión y peajes por uso de la red.

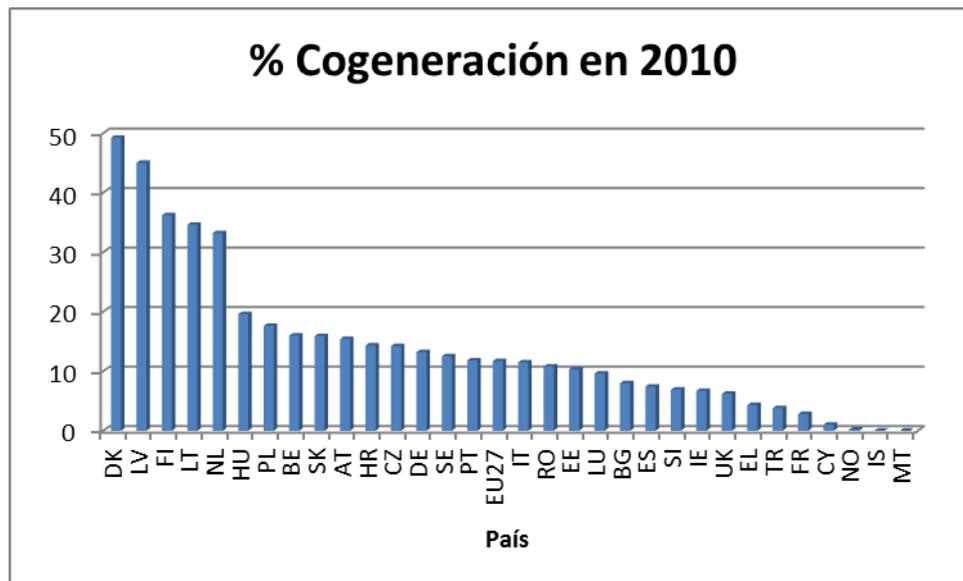
- f) Como medida promocional, se podría remunerar al cogenerador por MWh generado, independientemente si es para consumo interno o para la red. Cada MWh generado es 1 MWh que no se consume del sistema.

A3) Metas

1) Objetivos mundiales

Existen varios ejemplos acerca de cómo fijar metas en cuanto a la participación de la cogeneración en el parque generador. Algunos casos se mencionan a continuación.

La Comunidad Europea fijó en 1997 el objetivo de contar con un 18% de participación de cogeneración en la generación de electricidad para 2010, y con 22% para 2020. Tal como muestra el siguiente gráfico, este objetivo no se alcanzó (11,7%) y no se han redefinido metas a nivel global nuevamente.



Fuente: Eurostat

Es de destacar el caso de Alemania (13,2% en 2010), quien luego del accidente de Fukushima plantea no utilizar plantas nucleares. Para compensar dicha situación aumenta los objetivos de participación de otras fuentes, entre ellos el de cogeneración a un 25% del total de la matriz (sin especificar plazo).

Casos como el de Dinamarca, Letonia, Finlandia, Lituania y Holanda son particulares, debido a que son muy convenientes plantas de cogeneración tipo District Heating (DH) por el clima frío. Estas plantas generan la electricidad y vapor o agua caliente utilizados como calefacción para las ciudades.

En agosto de 2012, Estados Unidos contaba con cerca de 82 GW (cerca del 12% de la capacidad total) de potencia instalada en cogeneración. Como una medida de ahorro energético y económico, el gobierno fijó un objetivo de incorporar 40 GW adicionales, alrededor de un 50% adicional al existente para el año 2020.

2) Consideraciones para la fijación de metas

Es importante que las metas a establecer sean ambiciosas pero también es importantes poder enmarcarlas en la realidad del país. Para que el aprovechamiento del energético sea óptimo,

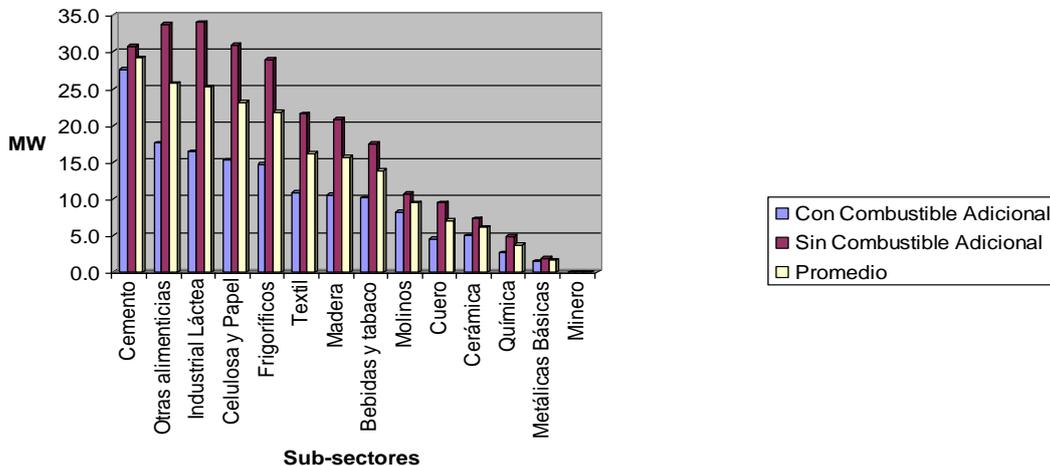
en una planta de cogeneración debe existir un cierto balance entre energía térmica y eléctrica consumida.

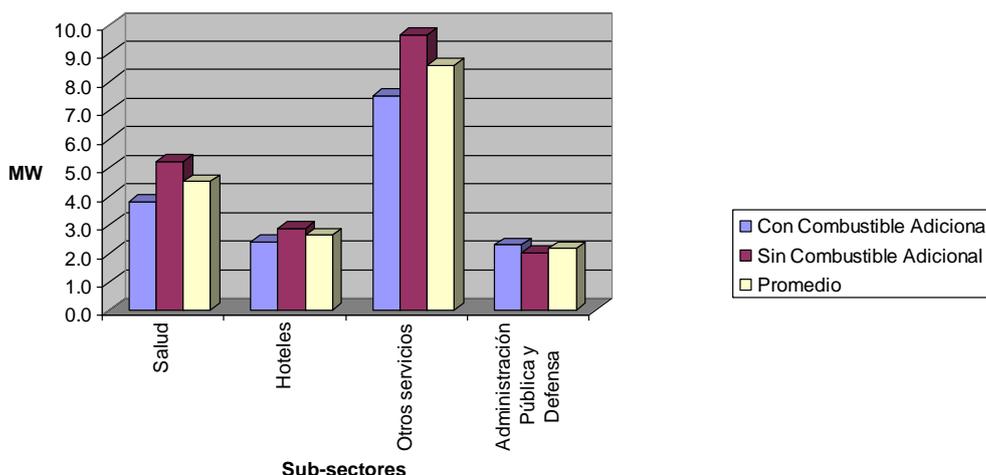
En cuanto a la energía eléctrica no hay limitantes pues en caso de no cubrir la totalidad de la demanda se debe contar con energía de respaldo de la red. El marco regulatorio vigente debe contemplar estos casos, en un régimen particular. En caso contrario el distribuidor debería ser capaz de recibir la energía excedente. Dado que todos los casos que se plantean se tratan de plantas existentes las redes eléctricas actualmente abastecen su demanda, por lo que transportar cantidades similares de energía; si bien puede implicar reformas para poder recibirla, no implicaría grandes inversiones.

La energía térmica se trata de la principal limitante, pues ésta debe ser consumida en el sitio. La escala de consumo nacional es pequeña, limitando el margen de generación eléctrica al orden de unos pocos MW, salvo contadas excepciones. Por tal motivo y en función de los datos generales se puede establecer una cota superior de potencial de implementación de cogeneración en establecimientos existentes.

A partir de datos de cada uno de los sectores con consumo térmico de relevancia, como ser el industrial y comercial y servicios, se puede determinar la energía térmica neta consumida. Considerando relaciones calor/electricidad típicas de sistemas de cogeneración se puede obtener la energía eléctrica que se generaría si esa demanda fuese abastecida a partir de un equipo de cogeneración. Este valor fue estimado en el Estudio del potencial de cogeneración en Uruguay¹⁰, finalizado en 2010 con datos recabados a partir de la encuesta de usos y consumos de energía para el año 2006. A partir de las metodologías desarrolladas, las estimaciones primarias mostraron los siguientes resultados:

Potencial de cogeneración del sector industrial



Potencial de cogeneración del sector comercial


En resumen:

Sector	Potencial (MW)		
	Mínimo	Promedio	Máximo
Industrial	145,2	199,1	253,0
Comercial y Servicios	16,0	17,9	19,7
Total	161,2	217,0	272,7

El parque de generación actualmente instalado en Uruguay es de 2.806 MW. En este valor se incluye generación para autoconsumo como ser el caso de Fanapel (8MW) y la central arrendada de APR recientemente instalada en Punta del Tigre, totalizando 150 MW (100 MW en turbinas y 50 MW en motores). Se proyecta en el mediano plazo la inclusión de:

- 1.000 MW adicionales de energía eólica (contratos a partir de llamados a licitación para compra de energía de fuente eólica)
- 160 MW de Montes del Plata (central de cogeneración con biomasa en planta de pasta de celulosa).
- 43 MW de Bioenergy (contrato a partir de proceso licitatorio para generadores con biomasa)
- 520 MW de Central de Ciclo Combinado en Punta del Tigre con gas natural

En resumen, el parque proyectado instalado tendría la siguiente estructura:

Fuente	Potencia instalada
Biomasa	10,0%
Eólica	22,9%
Fósil	34,1%
Hidráulica	33,0%

Y considerando las plantas de cogeneración en operación y en construcción, se tendría que el parque cogenerador representa el 8,5% de la potencia total instalada (388 MW). También resulta relevante observar que la potencia instalada en cogeneración representa el 25,7% de la potencia instalada en centrales térmicas de respaldo que utilizan combustibles fósiles.

De un procesamiento de los datos reportados mensualmente por ADME, la generación de energía eléctrica presentó la siguiente evolución en los últimos tres años.

Año	2009	2010	2011
Aumento oferta (frente a año anterior)	3,79%	4,21%	4,37%

Lo cual se traduce en un aumento de la generación de un 4,1% anual, ocasionado naturalmente por un aumento en la demanda. A los efectos de simplificar el análisis posterior, se supondrá un aumento anual de la demanda de un 4% anual.

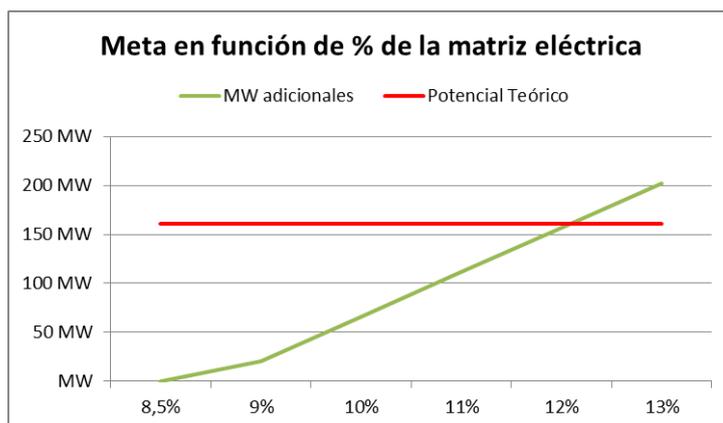
3) Opciones para fijación de metas

Las metas se fijarán de acuerdo a la inclusión de equipos de cogeneración en el parque industrial, comercial y de servicios ya existente en Uruguay. La inclusión de nuevos establecimientos puede modificar estos objetivos, ya que una instalación de gran porte puede tener una relevancia significativa en las cifras.

- Tal como se observó anteriormente, lo más habitual es fijar los objetivos como un porcentaje de participación de la matriz eléctrica instalada. Tal como fuera mencionado, en el mediano plazo representaría un 8,5 % de la matriz. Por lo tanto, podría plantearse como meta las siguientes participaciones:

% Total	MW totales	MW adicionales (meta)
8,5% (actual)	388 MW	0 MW
9%	408 MW	21 MW
10%	454 MW	66 MW
11%	499 MW	111 MW
12%	544 MW	157 MW
13%	590 MW	202 MW

Participaciones mayores al 12% excederían el potencial teórico mínimo mencionado, por lo que se considera una cota superior.

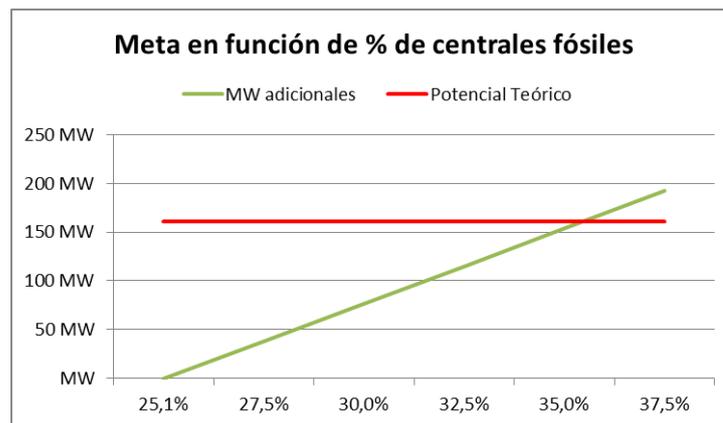


- Utilizar la potencia total instalada como referencia puede tener alguna debilidad. La matriz eléctrica uruguaya es y tiene una tendencia a ser fuertemente renovable. Esto se considera como un aspecto muy positivo, pero generalmente las centrales renovables tienen poca capacidad de gestión, siendo en la mayoría de los casos autodespachadas. El caso de la hidráulica (la más relevante en Uruguay) es la excepción, pues es posible a través del manejo de las compuertas decidir cuándo es

conveniente generar con ellas. De todos modos, existen ciertos momentos en el año en los cuales es necesario despacharlas, dado que acumulan una gran cantidad de agua y existe riesgo de vertimiento. Si bien la cogeneración coopera en un uso eficiente de los recursos, su implicancia es más relevante cuando logran evitar el encendido de centrales térmicas de respaldo. Por lo tanto, se considera como otra opción la utilización de la potencia instalada en centrales térmicas fósiles de respaldo como referencia. En este caso:

% CGN / Térmica	MW totales	MW adicionales
25,1% (actual)	388 MW	0 MW
27,5%	425 MW	38 MW
30,0%	464 MW	76 MW
32,5%	503 MW	115 MW
35,0%	541 MW	154 MW
37,5%	580 MW	192 MW

Participaciones mayores al 35% excederían el potencial teórico mínimo mencionado, por lo que se considera una cota superior.



- Una vez determinado el potencial máximo teórico, otra opción podría ser plantear como meta la captación de al menos una fracción de dicho potencial. Tomando como referencia el mínimo potencial podría plantearse como meta captar entre un 25% y un 75% del mismo, siendo consecuencia directa del impacto que se pretende lograr.
- Tal como fuera mencionado, puede suponerse un aumento de un 4% anual de la demanda de energía eléctrica. Por lo tanto, considerando datos históricos de ADME y dicho aumento, podría tomarse como meta cubrir 1 año de aumento con cogeneración. La potencia a instalar se determinaría a partir de un factor de uso, el cual puede suponerse entre 70% y 80% anual (supuesto como 75% del año o 6.570 horas anuales para un análisis primario). En ese caso, tomando como referencia básica el año 2011, dependiendo del año que se tome como objetivo para la meta podría fijarse como:

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Generación (MWh)	9.790.702	10.182.330	10.589.623	11.013.208	11.453.737	11.911.886
MWh		391.628,1	407.293,2	423.584,9	440.528,3	458.149,5
MW promedio (meta)		59,6	62,0	64,5	67,1	69,7

Se observa que fijando la meta de esta manera no se supera el potencial mínimo teórico.

A4) Cálculo de externalidades medioambientales

El beneficio ambiental más explícito y directo se trata de la disminución de emisiones de dióxido de carbono. Toda disminución de consumo de energía trae consigo una disminución en la emisión de dióxido de carbono al ambiente. De acuerdo al último estudio publicado por UTE, el factor de emisión del sistema eléctrico (Operating Margin) fue el mostrado en la siguiente tabla, de acuerdo a las metodologías propuestas en “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Método	2006	2007	2008	OM
Simple Adjusted OM (t CO ₂ /MWh)	0,799	0,583	0,793	0,725
Average OM (t CO ₂ /MWh)	0,204	0,097	0,303	0,201

Mientras tanto el Build Margin se situó en 0,678 t CO₂/MWh generado. Asignando una ponderación de 50% a cada factor (OM y BM), el ahorro de 1 MWh puede evitar la emisión de 0,50 a 0,70 toneladas de CO₂. De la misma manera, dependiendo de cuál sea la situación original de generación térmica (fósil o biomasa), se puede cuantificar la emisión actual. Estos dos factores compondrían la emisión base actual de la planta (línea de base).

En este caso, al utilizarse fuentes renovables para cogenerar, el ahorro global sería la totalidad de las emisiones establecidas en la línea de base.

La cuantificación específica de dichos beneficios (reducción de pérdidas, emisiones, energía primaria, etc.) escapa de un análisis genérico, pues se trata de un análisis puntual de cada situación, y dependiente de la metodología de cálculo empleada.

A5) Estudio de zonas geográficas con mayor potencial

Las zonas con mayor potencial deben cumplir en primer lugar con ciertos requisitos mínimos. Naturalmente que debe existir un consumidor importante de energía térmica (o varios), de manera firme.

El abastecimiento de combustible en calidad y precio es la mayor restricción a la mayoría de los proyectos de cogeneración. No es rentable plantear un escenario de cogeneración con combustibles líquidos (fuel oil y gasoil), debido a que los precios de los mismos no lo justifican. Considerando el pliego tarifario vigente, los precios promedios de la energía se encuentran entre 89 (GC5) y 130 (MC1) US\$/MWh. En caso de utilizar equipos de cogeneración, solamente considerando el consumo de combustible (sin flete) el costo sería de 252 y 455 US\$/MWh para fuel oil y gasoil respectivamente (asumiendo un determinado consumo eléctrico y térmico). No se constata una tendencia a la baja de dichos precios y no se considera como un escenario posible en el mediano o largo plazo. El fuel oil es el combustible líquido más utilizado para generación de vapor. Se trata de un combustible con un manejo particular, pues es necesario acondicionarlo (calentarlo) para su adecuado transporte en planta y uso final (atomización en quemador). Las eficiencias en la combustión del fuel oil son de las más bajas para combustibles líquidos, en el mejor de los casos llegando a un 90% frente al poder calorífico inferior; por lo tanto para evaluar la eficiencia global del sistema térmico será inferior a dicho valor. A pesar de sus desventajas y complejidades generalmente se prefiere al fuel oil frente al gasoil debido al precio del mismo.

La opción del gas natural se encuentra limitada geográficamente por la red de transporte y distribución. La red no se encuentra en todo el territorio nacional, y en algunos sitios ni siquiera cuenta con capacidad para abastecer una demanda importante como lo sería una central de este tipo. Por tal motivo, el potencial cogenerador debería situarse cerca de algún punto de la red que pueda abastecerlo, de lo contrario tendría que hacerse cargo de las inversiones pertinentes en la red. El impacto que puede llegar a tener la introducción de la planta regasificadora y la expansión de la red puede ser muy positivo para la cogeneración sobre todo en el mercado comercial, dado que viabilizaría proyectos de cogeneración con micro turbinas. En aquellas zonas donde sea de interés la penetración del gas o extensión de la red, podrían utilizarse proyectos de cogeneración como argumento para el tendido de una línea. Se contaría de esta manera con un consumidor firme, que tendría como beneficio su propio abastecimiento de energía eléctrica.

Con la biomasa la situación es un poco más compleja, dado que a las cuestiones de disponibilidad se encuentran asociadas también los precios. La biomasa en muchos casos se trata de un producto que puede competir en varios mercados, por lo que para asegurarse el recurso (para tener la planta operativa siempre que se lo precise) se tendría que contar con contratos de abastecimiento firmes y confiables. Claro está que un establecimiento que cuente con biomasa propia (desechos de propio proceso productivo: un claro ejemplo de esto son los molinos de arroz, plantaciones energéticas, etc.) reduce riesgos de abastecimiento y cuenta con un cierto control sobre el costo, sin embargo tiene la opción de comercializarlo para que otro consumidor lo utilice con fines térmicos.

Desde el punto de vista de la red eléctrica, las restricciones que se marcan en el mapa de potencias de cortocircuito publicado por UTE se tratan de una primera aproximación. Los nodos donde la potencia de cortocircuito es mayor la red es pasible de recibir generación. De todos modos, para los órdenes de potencias que se manejan y dado que el establecimiento actualmente tiene un consumo importante de electricidad, este aspecto no debería ser

observado como restricción. Por el contrario, los nodos que actualmente se encuentran más exigidos se descongestionarían por el efecto de que la generación se consume en el propio sitio donde se genera, sin necesidad de pasar por la red.

Referencias consultadas

- 1 www.dne.gub.uy ; Dirección Nacional de Energía.
- 2 www.impo.com.uy ; Dirección Nacional de Impresiones y Publicaciones Oficiales.
- 3 www.ute.com.uy ; Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.
- 4 www.ursea.gub.uy ; Unidad Reguladora de Servicios Energéticos y Agua.
- 5 Guidebook on cogeneration as means of pollution control and energy efficiency in Asia. ESCAP-UN – Economic and Social Commission for Asia and the Pacific, United Nations. 2000.
- 6 Policy Framework and the Promotion of Cogeneration in Malaysia. Ministry of Energy, Communication and Multimedia. 2003.
- 7 Políticas públicas para la promoción de la cogeneración eléctrica en México. Gabriel León de los Santos. 2004.
- 8 Cálculo del factor de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico uruguayo 2008. Estimación para el PDD. UTE. 2009.
- 9 Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Methodological Tool. Version 02. UNFCCC/CCNUCC. 2009.
- 10 The Benefit of Regional Diversification of Cogeneration Investments in Europe: A Mean-Variance Portfolio Analysis. Günther Westner and Reinhard Madlener. 2009.
- 11 Estudio del potencial de cogeneración en Uruguay. Centro de Producción más Limpia, CITEM, Universidad de Montevideo, para MIEM / DNETN. 2010.
- 12 Development of Cogeneration in Germany: A Dynamic Portfolio Analysis Based on the New Regulatory Framework. Günther Westner and Reinhard Madlener. 2010.
- 13 Efficient Energy Production with Cogeneration. German Experience, Situation & Prospects. Adi Golbach. B.KWK – The German CHP Association. 2011.