



EFICIENCIA
ENERGÉTICA
EN ARGENTINA



Proyecto financiado
por la Unión Europea

HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACION EN ARGENTINA

MARZO 2021

Proyecto
implementado por:



La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del consorcio de implementación liderado pro GFA Consulting Group y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea



**“Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por
conformar un sector energético más sostenible y
eficiente en Argentina**

**HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA
COGENERACIÓN EN ARGENTINA.**

Preparado por: Andrea Heins, Andrea Afranchi y Laura Giumelli



ÍNDICE

1	Introducción	1
2	Definiciones	3
3	Hoja de Ruta para el Fomento de la Cogeneración en Argentina	4
3.1	Organización y Arreglos Institucionales	4
3.1.1	Priorización de Sectores	5
3.2	Información	6
3.2.1	Difusión	6
3.2.2	Sistema de información	6
3.3	Fortalecimiento de Capacidades	7
3.4	Normativa y Regulación	8
3.4.1	Escenario Actual (Corto Plazo)	8
3.4.2	Escenario Esquema Marginalista (Mediano Plazo)	9
3.4.3	Programas e Instrumentos Actuales	10
3.5	Incentivos y financiamiento	11
3.6	Monitoreo y evaluación	11
3.7	Hoja de Ruta de Implementación	11
3.7.1	Corto Plazo	11
3.7.2	Mediano Plazo	12
3.7.3	Largo Plazo	12
3.7.4	Remoción de Barreras	13
4	ANEXOS	15

LISTADO DE ANEXOS

Anexo I: Diagrama Hoja de Ruta

Anexo II: Producto 2 - Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina

Anexo III: Producto 3 - Tecnologías, beneficios e impactos y antecedentes internacionales en la materia

Anexo IV: Producto 4 - Propuesta de Regulación

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 – Acciones y actores para la remoción de barreras	13
Tabla 2 – Remoción de barreras con las medidas propuestas	14



ABREVIACIONES

\$/ AR\$	Pesos moneda nacional
%	Porcentual
<	Menor
>	Mayor
ACIGRA	Asociación Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
AEP	Ahorro de Energía Primaria
ANEEL	Agencia Nacional Energía Eléctrica - Brasil
art./arts.	Artículo/ artículos
ASAGA	Asociación Argentina de Grasas y Aceites
AT	Alta Tensión
BAU	Business As Usual (escenario tendencial)
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BICE	Bnco de Inversión y Comercio Exterior
BM	Biomasa
BNA	Banco de la Nación Argentina
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Brasil
BT	Baja Tensión
°C	Grados Celcius o Centígrados
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CC	Ciclo Combinado
CE	Central Eólica
CEMA	Cámara Empresarios de Madera y Afines
CFE	Comisión Federal de Energía - México
CH	Central Hidráulica
CNE	Comisión Nacional de Energía- España
CNCP	Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública
CO	Monóxido de Carbono
CO2	Dióxido de Carbono
CO2eq	Dióxido de Carbono equivalente
conv.	Convencional
CREG	Comisión de Regulación de Electricidad y Gas - Colombia
CT	Central Térmica
CUIT	Clave única de Identificación Tributaria
CVP	Costo Variable de Producción
DAD	Desconexión Automática de Demanda
DAG	Desconexión Automática de Generación
Dec.	Decreto
DH /CD	District Heating/Calor Distrital
Dir.	Directiva - norma de la Unión Europea
DTE	Detalle Transacciones Económicas



EAT	Extra Alta Tensión
EE	Eficiencia Energética
ej.	Ejemplo
EEUU	Estados Unidos de Norteamérica
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Empresa Nacional de Energía SA (actual IEASA)
ENRE	Enre Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	Energía No Suministrada
EPC	Engineering, Procurement and Construction (Contrato de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción)
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ET	Estación Transformadora
FAIMA	Federación Argentina de Industria de Madera y Afines
FCT	Fondo Compensador Tarifario
FEDEI	Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIT	Feed In Tariff
FO	Fuel Oil
FODA	Matriz de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas
FTT	Función Técnica de Transporte
FV	Fotovoltaica
G	General
GD	Generación Distribuida
GEI / GEIs	Gases de Efecto Invernadero
GMP	Ganancia Mínima Presuneta
GN	Gas Natural
Gral.	General
GU	Grandes Usuarios
h. / hr.	Hora
HC	Hidrocarburo
I+D	Investigación y Desarrollo
IC	Índice Calidad
IEL	Índice Energía Limpia
IIBB	Impuesto a los Ingresos Brutos
ISO	International Standard Organisation
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kTEP	mil Toneladas Equivalentes de Petróleo
kV	kiloVoltio
kVA	kiloVolt-Ampere
kW	kiloWatt
kWh	kiloWatt-hora
LAT	Línea Alta tensión
LCOE	Leveralized Cost of Energy (Costo nivelado de energía)
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos- Chile
LP	Los Procedimientos
LTPPA	Long Term Power Purchase Agreement (Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Largo Plazo)

MAT	Mercado a Término
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEGSA	Mercado Electrónico del Gas S.A.
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINEM	Ministerio de Energía y Minería de la Nación
MIEM	Ministerio Industria y Energía - Uruguay
MMBTU	Millón de Unidades Térmicas Británicas
MS	Mercado Spot
MT	Media Tensión
MW	MegaWatt
MWe	MegaWatts eléctricos
MWh	MegaWatt-hora
N°	Número
NEA	NorEste Argentino
NOA	NorOeste Argentino
NT	Norma Técnica
OED	Organismo Encargado de Despacho - CAMMESA
OM	Operación y Mantenimiento
ONG	Organización No Gubernamental
OTF	Over The Fence
PAEE	Planes de Acción de Eficiencia Energética - España
PAFTT	Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte
PBA	Provincia de Buenos Aires
PBI	Producto Bruto Interno
Pcia.	Provincia
PE	Precio Estacional
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PES	Primary Energy Savings (AEP)
PI	Parque Industrial
PIST	Punto de inyección al Sistema de Transporte de GN
PlanEEAr	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PMAX	Potencia Máxima
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica)
Proinfa	Programa Fomento Energía Renovable - Brasil
PURPA	Public Utility Regulatory Policy Act (Ley Regulación de Energía - EEUU)
Q	Cantidad
R	Residencial
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente
rend.	Rendimiento
Res.	Resolución
RG	Rendimiento Global o Total
ROC	Renewable Obligation Certificate (Certificado de Energía Renovable)
RSP	Renewable Standard Portfolio (Certificado de Energía Renovable)
SA	Sociedad Anónima



SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (acrónimo de software de control de operación)
SE	Secretaría de Energía
SEN	Secretaría de Energía de la Nación
SGE	Secretaría de Gobierno de la Energía de la Nación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SMEC	Sistema Medición electrónica comercial.
SOD	Sistema de Despacho Operativo (del SADI)
SOTR	Sistema Operación Tiempo Real
T.	Tarifa
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
UE	Unión Europea
US\$/USD	Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica
USA	United States of America
V	Voltios
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAT	Valor Agregado de Transporte

1 Introducción

La cogeneración es la producción conjunta y secuencial de energía eléctrica y energía térmica útil (calor o frío), a partir de una misma fuente de combustible y en el mismo lugar de consumo. Los sistemas convencionales de generación termoeléctrica operan con diversas eficiencias típicas según la tecnología y escala, disipando el resto de la energía primaria del combustible en forma de calor. La cogeneración permite utilizar dicho calor, que de otra manera sería desechado, en procesos que lo demanden. Asociados a la cogeneración están los sistemas de trigeneración, que producen simultáneamente electricidad, calor y frío; o cuatrigeneración, que además producen energía mecánica.

Estas modalidades productivas suponen una mejora en la eficiencia total del conjunto de productos entregados, que es cuantificable en cada caso y, por ello, son analizadas como alternativa tecnológica para la mejora de la Eficiencia Energética.

Si bien el tema está asociado al sector energético y dentro de éste al eléctrico, la cogeneración traspasa este sector y presenta características que transversalmente refieren a otros sectores: como lo es el gasífero y su marco de regulación y mercado (y, en menor escala, al subsector de combustibles líquidos), a las políticas industriales, fiscales, aduaneras y sobre todo a las normas de Ordenamiento Territorial y las acciones de planificación local, entendido por estas los marcos jurídico-técnicos y administrativos de esos estamentos.

La cogeneración es una solución conocida y madura para dar respuesta a una demanda creciente de energía, la cual maximiza su eficiencia cuando se tienen en cuenta los requerimientos térmicos y eléctricos desde las primeras etapas de desarrollo. A nivel internacional, el tema se ha desarrollado en numerosos países y los beneficios obtenidos son concretos y se encuentran ampliamente difundidos.

Situación en Argentina

Argentina tiene un potencial de cogeneración que hasta el momento se encuentra desaprovechado, no porque se desconozcan los beneficios de la tecnología, sino por diferentes cuestiones de contexto. Según la publicación “Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia”, de la Fundación Vida Silvestre, el potencial de generación eléctrica proyectado al 2030 a partir de sistemas de cogeneración, ronda los 6.200MW.

En marzo de 2019 se realizó un seminario sobre cogeneración, convocado por la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUEERA) y por la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina (ACIGRA). A esta jornada asistieron representantes de la Secretaría de Energía de la Nación, de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA), empresas proveedoras de tecnología de cogeneración, empresas consumidoras de gas y energía eléctrica y empresas proveedoras y generadoras de gas y electricidad. Durante la jornada se realizaron presentaciones de los distintos sectores y luego se desarrolló un debate donde quedó claro que existe consenso por parte de todos los actores involucrados en los beneficios que la cogeneración aporta, tanto al sector industrial como a nivel nacional; desde el punto de vista de la eficiencia energética por un menor uso de combustibles fósiles, disminución de emisiones y ahorro económico. También hubo acuerdo en que existen múltiples barreras que impiden que la cogeneración se desarrolle en Argentina, como sucedió en otros países, y tienen que ver con cuestiones regulatorias, económicas, técnicas, de despacho, y de información sobre los beneficios reales y concretos que esta tecnología propone.

Por otro lado, como parte del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina, se realizaron dos talleres con empresas miembros de la Unión Industrial Argentina (UIA) y la Cámara Argentina de la Mediana Empresa (CAME). En ambos talleres surgieron conclusiones similares a las obtenidas en la Jornada de AGUEERA y ACIGRA, lo cual deja de manifiesto la necesidad de avanzar en un análisis pormenorizado de las barreras existentes y la elaboración de un plan para eliminar esas barreras y potenciar el desarrollo de la cogeneración en el país.



Debido a lo mencionado previamente, se decidió desarrollar el presente proyecto “Plan de Fomento de la Cogeneración en Argentina”, para conocer el estado actual de la cogeneración en la Argentina, la identificación de las barreras para la penetración de ésta, y la elaboración de una propuesta con acciones destinadas a promover la incorporación de las tecnologías de cogeneración que permitan capturar los beneficios en términos energéticos, económicos y ambientales.

Como actividades previas al desarrollo de la Hoja de Ruta que se presenta en este documento, se han desarrollado los siguientes productos que se adjuntan en los Anexos mencionados¹:

Anexo II: Producto 2

Análisis de Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina

Anexo III: Producto 3

I. Identificación y descripción de las distintas tecnologías disponibles, y los beneficios que traerían, de manera preliminar, a nivel individual en las industrias y a nivel país.

II. Cuantificación del potencial de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociados a las reducciones de consumo de energía primaria producto de la implementación de cogeneración.

III. Identificación de empresas proveedoras de equipamiento para estimar cuál es la oferta existente.

IV. Antecedentes internacionales en la materia.

Anexo IV: Producto 4

Propuesta de regulación a nivel nacional.

¹ No se incluye el Producto 1 ya que se trató del Plan de Trabajo del desarrollo de la consultoría



2 Definiciones

A manera preliminar, es importante dejar en claro algunas definiciones que se utilizarán a lo largo de todo el documento.

Si bien desde el punto de vista tecnológico la cogeneración es la producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea; la regulación argentina actual, a través de la Res. SEN N°61/1992 y modificatorias, y Los Procedimientos de CAMMESA, en su Anexo XII, definen a los cogeneradores y autogeneradores a través de los siguientes requisitos técnico-operativos de su vinculación con el sistema eléctrico:

- Unidad de potencia instalada mayor a 1 MW. (en ambos casos).
- Autogenerador: consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios. Esta definición incluye a la tecnología de cogenerador, pero es más amplia dado que alcanza también a generadores de energía eléctrica como producto secundario, pero que no necesariamente generan calor o energía térmica de manera conjunta.
- Autogenerador distribuido: se considera Autogeneración Distribuida² a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Tanto las centrales de generación como las demandas deberán tener el mismo N° de CUIT.
- Cogenerador: genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. Esta segunda segmentación también incluye la tecnología de cogeneración.

En ambas definiciones se puede cogenerar. La segmentación regulatoria está planteada por si el agente solamente inyecta (cogenerador) o también adquiere del MEM potencia y energía, por un lado y por el otro, si puede entregar una potencia media anual del 50% o en el caso de los autogeneradores cubrir el 50% de su demanda anual informada.

A los fines del presente Informe, se considera Cogeneración como la definición tecnológica, mencionada inicialmente: producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea.

² Resolución 269/2008, Secretaría de Energía. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/140000-144999/140552/norma.htm>



3 Hoja de Ruta para el Fomento de la Cogeneración en Argentina

La cogeneración eficiente presenta múltiples beneficios que hacen prioritaria su implementación a nivel nacional. Entre estos beneficios³ se destacan el ahorro de energía primaria (AEP), la reducción de pérdidas de energía en la red eléctrica y la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustibles fósiles. Las medidas para el fomento de la cogeneración contribuyen a cumplir los objetivos ambientales del país a la vez que dan respuesta a las necesidades energéticas, principalmente, del sector industrial.

En este documento, se realiza una identificación y descripción de los pasos necesarios para promover el desarrollo de la cogeneración en Argentina, buscando contrarrestar las barreras identificadas en el documento “*Análisis de Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina*”⁴. Se incluirán instrumentos, políticas y medidas para la incorporación de la cogeneración dentro de la matriz eléctrica nacional en el mediano y largo plazo.

3.1 Organización y Arreglos Institucionales

A la hora de establecer un plan de trabajo para el fomento de la cogeneración es necesario tener presente la multiplicidad de actores que intervienen en su desarrollo y el rol que cumple cada uno de ellos. Se requiere una coordinación interinstitucional y un análisis que integre el sector energético, industrial, ambiental, fiscal nacional y provincial, haciendo foco en la competitividad e integración de valor que logran las economías regionales.

El aporte de estos actores será fundamental para lograr diagnosticar en detalle la situación actual del sector y, revisar y orientar las medidas e instrumentos que se planteen para vencer las barreras identificadas.

Con el objetivo de institucionalizar la temática, se propone designar la tarea de coordinar las medidas para el fomento de la cogeneración a un área dentro de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) vinculada, preferentemente, con la promoción de políticas y programas de eficiencia energética, pero en estrecha vinculación con el área de energía eléctrica y de combustibles.

Desde la SEN se deberá nuclear a los actores e instituciones intervinientes en todas las etapas de desarrollo de la cogeneración. Para esto se propone la creación de una mesa de trabajo de cogeneración, coordinada por la SEN y con participación de los siguientes actores:

- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA);
- Grandes industrias consumidoras de calor y energía eléctrica
- Industrias medianas consumidoras de calor y energía eléctrica
- Industrias productoras de biomasa y consumidoras de calor y energía eléctrica
- Industrias medianas consumidoras de calor
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)
- Reguladores eléctricos provinciales
- Legislaturas provinciales
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
- Proveedores de gas natural, combustibles y materia orgánica
- Secretaría de Industria del Ministerio de Desarrollo Productivo
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y autoridades ambientales provinciales o Consejo Federal de Medio Ambiente (CoFeMA)
- Autoridades de fiscalización nacionales y provinciales
- Instituciones financieras
- Proveedores de tecnología, equipamiento y servicios asociados a la tecnología.

³ En el Anexo III del presente informe se encuentra el documento correspondiente al Producto 3, donde se desarrolla en detalle los múltiples beneficios que presenta la cogeneración (adjunto en el Anexo III del presente informe).

⁴ Producto 2, adjunto en el Anexo II del presente informe.



- Administradores de parques industriales
- Asociaciones empresarias (UIA, CAME, FAIMA, CEMA, ASAGA, etc.)
- ONGs ambientales
- Sector Académico

La vinculación efectiva entre los actores y las instituciones involucradas, públicas y privadas, permitirá reducir barreras de información y dará un panorama transparente sobre el avance en la implementación de políticas y programas de promoción. A su vez, permitirá coordinar acciones para llevar adelante una estrategia conjunta que dé respuesta a las necesidades reales de cada sector.

Se prevé, entre las actividades de la mesa de trabajo, la revisión periódica del marco regulatorio. Conjuntamente, se deberá considerar un espacio que dé lugar a la vinculación entre la oferta y la demanda de servicios de cogeneración. Además, se deberá trabajar en el desarrollo de líneas de financiamiento y en la promoción de actividades para el fortalecimiento de capacidades.

Teniendo en cuenta estos objetivos, se propone crear grupos de trabajo que traten de forma particular cada actividad:

- Comité normativo y técnico
- Grupo de trabajo para el estudio de incentivos fiscales y financiamiento
- Grupo de trabajo para la generación y fortalecimiento de capacidades locales

En todos los procesos de participación y discusión se debe asegurar una representación federal, de modo que las medidas que se tomen contemplen las realidades provinciales y municipales.

3.1.1 Priorización de Sectores

Como se menciona en los informes de los Productos 2 y 3, los sectores que presentan mejores oportunidades para la cogeneración son aquellos cuyos procesos industriales requieren de calor como fuente de energía, aunque llegado el caso también existirá una oportunidad en aquellas industrias linderas con otras que requiera calor.

Mediante el relevamiento de la situación actual del país se identificó que el mayor potencial de cogeneración se concentra en los siguientes sectores⁵:

- Pulpa y papel
- Aceites varios (y Harina de soja)
- Petroquímica
- Hierro y Acero
- Cemento
- Agroindustria (mediante la revalorización de residuos biomásicos)

Como oportunamente se señaló, un aspecto de la regulación podría ser priorizar determinados procesos industriales para el acceso a los beneficios, por sobre otros en base a sus demandas de energía térmica.

Se propone convocar prioritariamente a cámaras y grandes industrias de los sectores listados más arriba, y establecer en conjunto un plan de trabajo para la promoción de la cogeneración a nivel sectorial. Este plan de trabajo deberá contener un relevamiento del estado actual de desarrollo de la cogeneración en el sector y una estimación del potencial de crecimiento, identificando posibles industrias interesadas en desarrollar proyectos de este tipo. Esta información servirá luego para establecer beneficios priorizando a las industrias con mayor potencial de impacto.

En los relevamientos sectoriales se deberá estudiar con especial detalle el potencial de cogeneración existente dentro de parques industriales.

⁵ El orden de los sectores en el listado no implica prioridad



3.2 Información

La información es una herramienta fundamental para la toma de decisiones. En el caso de la cogeneración, lo es tanto para los formuladores de políticas públicas, como para las empresas interesadas y los inversionistas y desarrolladores.

Entre las barreras para el desarrollo a la cogeneración en Argentina, se identificó falta de información sobre el tema entre decisores gubernamentales. A nivel provincial, se observó que las instituciones carecen de experiencia en el desarrollo de regulación específica.

Así mismo, se identifica falta de información también entre las empresas consumidoras de energía eléctrica y calor, desconociendo el impacto que podría generar el desarrollo de proyectos de cogeneración en sus instalaciones.

Las instituciones financieras son actores de relevancia para posibilitar la implementación de proyectos de cogeneración, por lo que deberán ser considerados como destinatarios a la hora de desarrollar estrategias de difusión.

3.2.1 Difusión

Se recomienda contar con material de referencia que permita a los sectores involucrados conocer las características principales de la cogeneración, sus beneficios, la tecnología empleada y la disponibilidad de servicios y proveedores en el país. El material desarrollado deberá incluir casos de éxito de industrias locales, destacando el impacto de los proyectos en términos de ahorro energético, seguridad de suministro y aumento de la competitividad industrial.

Para profundizar la difusión entre industrias de sectores priorizados, se propone crear espacios de intercambio que convoquen tanto a representantes de las industrias como a proveedores de servicios y tecnología, solicitando a estos últimos que expongan sobre los beneficios asociados a la cogeneración y sobre la oferta tecnológica disponible a nivel local. Se propone convocar públicamente a las empresas prestadoras de servicios a participar, y que estas cubran los costos de los encuentros. Se deberá priorizar la difusión de la oferta tecnológica y de servicios para proyectos de pequeña escala (hasta 3 o 5 MW⁶).

Por otra parte, con foco en los decisores gubernamentales, se deberá poner a disposición información sobre el potencial impacto de la cogeneración en el país, haciendo hincapié en los beneficios ambientales, económicos y técnicos que implica la penetración de esta tecnología para las industrias, para las economías locales y para los sistemas eléctricos. Será importante en este punto, tener presente las experiencias internacionales en el desarrollo de estrategias de promoción, las cuales se han recopilado en el Producto 3.

Adicionalmente, se recomienda desarrollar material específico destinado a instituciones financieras, con el fin de facilitar su involucramiento en proyectos de este tipo.

La mesa de trabajo de cogeneración será un área clave para identificar las necesidades de información por parte de los distintos actores y servirá como espacio de intercambio y de consulta al que podrán acceder todas las partes.

Los puntos principales a incluir dentro del material de difusión se encuentran desarrollados en el Producto 3, adjunto en el Anexo III del presente informe.

3.2.2 Sistema de información

En el marco de la mesa de trabajo se propone crear un sistema de información de cogeneración, donde se identifiquen las instalaciones que se encuentren actualmente operando y el potencial de expansión existente. Se espera poder contar con información que permita diagnosticar y realizar

⁶ Se da la alternativa de 3 MW porque muchas legislaciones ambientales provinciales ya consideran un *fast-track* para la aprobación de las Evaluaciones de Impacto Ambiental de máquinas < a 3 MW. De ese modo se unificarían criterios normativos.



un seguimiento del estado de la cogeneración en país, para luego ajustar los instrumentos de promoción a las necesidades que se detecten.

Esta tarea deberá desarrollarse con la colaboración directa de las industrias, cámaras y asociaciones empresarias participantes. Se deberán incluir medidas que faciliten la recolección de datos dentro de los planes de trabajo sectoriales mencionado en la sección 3.1.1.

Para las instalaciones de cogeneración en funcionamiento se deberá relevar: tipo de industria; procesos involucrados; tecnología de cogeneración empleada; uso y disponibilidad de combustible; potencia instalada y generación anual de energía eléctrica y calor; vinculación con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y ubicación geográfica, entre otros. En cuanto se formalice el proceso de evaluación de la eficiencia de cogeneración, se deberá incorporar también este dato.

Una vez identificadas las instalaciones, se recomienda sistematizar la recolección de información incluyendo estos puntos dentro del requerimiento de información que realiza periódicamente la SEN a los autoprodutores, relevamiento que se ha discontinuado hace unos años, pero resulta de mucha conveniencia reactivar, incorporando la recolección de información que sea necesaria para la temática en estudio. Durante el desarrollo del trabajo se identificaron numerosas industrias que incorporaron tecnologías de cogeneración en los últimos años pero que, al no estar conectada la inyección de energía al MEM, no aparece declarado formalmente. Es por esto que se recomienda fuertemente recuperar el registro de autorprodutores, pero a la vez que declaren no solo la energía eléctrica producida sino también la energía térmica, así como el combustible utilizado - en calidad y cantidad-, la tecnología instalada y la eficiencia global en términos de energía primaria.

Para el relevamiento de información sobre el potencial de expansión existente, se espera contar con una participación activa de las industrias, las autoridades de los parques industriales y las cámaras y asociaciones empresariales.

La participación de las industrias en las actividades y espacios de intercambio estará supeditada a la entrega de la información mencionada. Es decir, sólo aquellas industrias que figuren dentro del sistema de información tendrán acceso a las actividades y programas de beneficios que se instrumenten desde la mesa de trabajo. Esta medida busca incentivar la participación de las industrias en el proceso de recolección de información.

3.3 Fortalecimiento de Capacidades

Uno de los objetivos de la mesa de trabajo será promover actividades que permitan fortalecer capacidades locales para la promoción, el diseño y la ejecución de proyectos de cogeneración. Esta tarea deberá centrarse en tres ejes: capacitar en el tema a decisores gubernamentales e instituciones públicas locales; fortalecer las capacidades locales para la evaluación, el diseño y la ejecución de proyectos dentro del sector privado, y promover la investigación y el desarrollo.

El punto de partida para la implementación de medidas de promoción se relaciona directamente con la adecuación de la normativa vigente, tanto a nivel nacional como a nivel provincial y municipal. Por este motivo, será necesario contar con personal capacitado, en todos los niveles, que pueda llevar adelante el proceso de adaptación propuesto. Se deberá poner a disposición de estos actores espacios de formación e intercambio que permitan, a su vez, armonizar criterios de aplicación de medidas a nivel nacional.

Para el sector privado, considerando desarrolladores y proveedores de tecnología, se deberán fomentar actividades que permitan fortalecer capacidades locales de diseño y desarrollo de ingeniería. Las capacitaciones deberán enfocarse principalmente en el análisis de requerimiento de calor, de forma tal que los sistemas de cogeneración se desarrollen a medida de las necesidades de las instalaciones, asegurando la máxima eficiencia en la producción de energía eléctrica y térmica.

Sera importante también impulsar actividades de generación de capacidades dentro de las industrias de los sectores priorizados, para que estas puedan analizar los requerimientos de energía eléctrica y térmica de sus procesos y considerar, a partir de ello, proyectos de cogeneración. Estas



actividades deberán dirigirse principalmente a aquellas industrias pequeñas que, por la escala de sus proyectos, no se encuentren en contacto directo con proveedores de tecnología.

Con una visión a largo plazo y en vinculación con el sector académico, se recomienda promover la investigación y el desarrollo en áreas que permitan optimizar el uso de recursos biomásicos disponibles en el país para cogeneración.

3.4 Normativa y Regulación

La propuesta regulatoria realizada en el marco de este trabajo busca incentivar en el país la penetración de la “Cogeneración Eficiente”, su implementación implica un trabajo interinstitucional que incluye a entes y organismos nacionales, provinciales y municipales.

En esta sección se presentan las medidas que componen la propuesta. En su gran mayoría se vinculan con la adecuación del marco regulatorio del sector eléctrico, por lo que será CAMMESA, bajo instrucción de la SEN, quien deba implementar las modificaciones sugeridas.

Sin embargo, como gran parte de los cogeneradores despachan a través de sistemas de distribución y estos sistemas se encuentra bajo jurisdicción provincial, existen aspectos para los cuales será necesario trabajar consensos con los reguladores provinciales con el objetivo de, a largo plazo, crear un esquema de regulación consolidado a nivel Nacional.

Tanto para la regulación nacional como para la provincial, será necesario establecer revisiones periódicas que permitan tomar medidas para asegurar una correcta correlación a lo largo del tiempo entre la regulación y los objetivos del programa de promoción. Esta revisión deberá ser llevada a cabo en el ámbito del Comité normativo y técnico de la mesa de trabajo de cogeneración.

La propuesta regulatoria contempla medidas con impacto a corto plazo (2025) y mediano plazo (2030). Para el corto plazo se proponen medidas sobre el esquema actual del MEM, mientras que en el mediano plazo se proponen medidas suponiendo la vuelta a un esquema de precios spot. A continuación, se resumen las principales medidas regulatorias incluidas en cada escenario.

3.4.1 Escenario Actual (Corto Plazo)

1. Elaborar Guía de cálculos y procedimientos vinculados a los sistemas de cogeneración.

Se deberá incorporar a la regulación el procedimiento para el cálculo de la eficiencia, que se medirá como el ahorro de energía primaria porcentual respecto de la alternativa sin cogeneración, según tecnología y combustible utilizado (incluyendo productos biomásicos).

Se deberán definir las condiciones y el tiempo de operación necesario para la certificación de la eficiencia. Se deberá incluir también el procedimiento para calcular el combustible que se considerará asociado al proceso de cogeneración. A su vez, se deberán establecer instancias de revisión periódica de la eficiencia certificada por los cogeneradores, recomendando una frecuencia anual dada la variabilidad de la eficiencia en función de las condiciones climáticas y de otro tipo. Estas revisiones podrían instrumentarse mediante declaración jurada, factible de fiscalización por la autoridad de aplicación correspondiente.

Se recomienda incluir dentro de la Guía los criterios para calificar a un sistema como “Cogeneración Eficiente” según se trate de una máquina nueva o existente, y de acuerdo a su potencia.

Los nuevos criterios para la obtención de permisos de acceso al MEM por parte de los cogeneradores también deberán ser incluidos en las guías. Deberá incluirse en las solicitudes de ingreso al MEM el análisis de eficiencia del proceso de cogeneración, y en los casos de nuevas instalaciones se deberán prever verificaciones posteriores sobre lo declarado.

La Guía debe ser elaborada por CAMMESA, bajo instrucción de la SEN. Deben preverse revisiones periódicas de la misma por parte del Comité normativo y técnico de la mesa de trabajo de cogeneración.

2. Establecer prioridad de despacho



Establecer prioridad de despacho para la “Cogeneración Eficiente”, manteniendo la obligación de realizar las declaraciones periódicas (semestrales, mensuales, semanales y diarias) al OED.

3. Habilitar contratos entre privados

Habilitar contratos entre privados donde el cogenerador pueda vender sus excedentes energéticos (energía y potencia) a cualquier tercero.

4. Habilitar contratos Over the Fence (OTF)

Para máquinas calificadas como “Cogeneración Eficiente”, habilitar contratos OTF, de modo que el proveedor de calor/energía eléctrica pueda vender en un radio determinado sus excedentes.

5. Habilitación de la comercialización de energía eléctrica y calor dentro de parques industriales.

Entre unidades de negocios de cualquier índole, esto puede ser entre dos o más compañías instaladas en un mismo parque industrial o entre el administrador del parque y las empresas del mismo. En caso de que el desarrollo sea de un distribuidor se propone que se le habilite “netear” del MEM y, de considerarlo la jurisdicción, pasar a tarifa de distribución el precio de ese contrato.

6. Fast-track técnico para máquinas de hasta 3 o 5 MW. (Opcional)

Se propone, opcionalmente, establecer que las máquinas de hasta 3 o 5 MW que se incorporen al SADI a través de los sistemas de distribución lo hagan mediante de un *fast-track* técnico común de admisión y medición de eficiencia.

7. Compra de energía del MEM

La regulación existente no permite a los cogeneradores la compra de energía eléctrica del MEM, lo que representa una fuerte restricción para los procesos productivos asociados a la cogeneración. Es por esto que se propone habilitar al cogenerador para compras de energía eléctrica del MEM, para que los procesos productivos puedan seguir operando frente a una salida de servicio de la cogeneración. Dicha salida podría ser planificada (por ejemplo, para una parada de mantenimiento) o bien eventual. En ambos casos el cogenerador deberá dar aviso al OED, tanto de la parada (en las mismas condiciones que lo hace el resto de los generadores), como de la electricidad que prevé consumir en el período en cuestión.

3.4.2 Escenario Esquema Marginalista (Mediano Plazo)

En este escenario, se proponen medidas suponiendo una vuelta al esquema de formación de precios spot dentro del MEM. La propuesta considera mantener habilitados los contratos OTF registrados ante el OED. Además:

1. Despacho

A diferencia del escenario anterior, se propone que la regulación le permita anualmente al cogenerador optar por la prioridad de despacho o registrarse y calificar junto con el resto de la generación termoeléctrica.

2. Pago de potencia media anual

Se propone que se determine como incentivo el pago de la potencia media puesta a disposición del SADI en cada período de tiempo de modo que sea considerada como firme el promedio de las potencias medidas en el punto de medición de CAMMESA (SMEC) de las unidades de generación eléctrica. El cálculo debiere considerar tanto la energía suministrada al sistema eléctrico como la de autoconsumo (ya sea como electricidad o su equivalente en trabajo mecánico).

3. Net metering

Permitir a los cogeneradores utilizar un esquema de net metering entre lo que entregan al MEM y lo que toman de la red, valorizando su propia energía al precio que el MEM toma la suya.



4. Retroversión de PAFTT (Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte)

Se propone incorporar regulación “retroversiva” que compense los cargos que los agentes distribuidores aplican sobre los cogeneradores en concepto de PAFTT.

5. Beneficios para incentivar la comercialización de energía y calor dentro de los parques industriales

Se propone estudiar la incorporación de beneficios adicionales para fomentar la penetración de la cogeneración y el intercambio de excedentes energéticos dentro de parques industriales.

6. Modificar regulación sobre abastecimiento de combustible

Establecer un criterio unificado para que las unidades calificadas como cogeneración eficiente reciban el combustible requerido, en virtud de su CVP a precio “gas de usina”, aun cuando tengan acceso a contratos. Y que ante escenarios de restricciones de gas natural el OED pueda proveer todo el volumen requerido para el proceso de cogeneración,

En resumen, para toda unidad que califica como Cogeneración Eficiente:

a.- Disponibilidad de combustible -Gas Natural-: se garantizará el suministro en firme de los volúmenes requeridos por el cogenerador siempre y cuando éstos sean menores o iguales al volumen relacionado con la eficiencia energética que surge de la calificación.

El cogenerador deberá declarar anualmente, con carácter de declaración jurada, las necesidades de GN para su proceso integral.

b.- Precio de combustible: El precio del combustible reconocido al cogenerador será el precio “gas de usina” por la energía eléctrica generada/operada en el MEM, calculado en base al rendimiento medio del parque térmico del MEM. Esto se debe a que CAMMESA solo está autorizado, por su objeto social, a comprar energía por cuenta y orden del MEM; es por esto que el precio “gas de usina” solo se aplica a la energía eléctrica inyectada al sistema.

Si por cualquier causa, el cogenerador dispusiera de un contrato a precio mayor, transitoria o estacionalmente, podrá solicitar al OED la aplicación del mecanismo descripto en el párrafo anterior.

En todos los casos la regulación eléctrica debería tener registro de los contratos de GN de los cogeneradores.

3.4.3 Programas e Instrumentos Actuales

En el año 2007, mediante el Decreto 140, se declaró de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía dando un marco para el desarrollo de programas en el país. El decreto establece los lineamientos del Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PRONUREE), el cual incluye en su punto 2.4 líneas de acción para el desarrollo de la cogeneración.

En el año 2019 se presentó en el Senado de la Nación el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética en Argentina, elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación. Dentro de este proyecto se incluyen conceptos vinculados con la cogeneración eficiente, se prevé la creación de un plan de fomento para su aprovechamiento, la implementación de un marco regulatorio apropiado para su desarrollo, y el fomento a la creación y desarrollo de nuevas Empresas Proveedoras de Servicios Energéticos que puedan llevar adelante estos proyectos.

El Proyecto de Ley, contempla la estructuración de una Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética dentro del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS). Se prevé que esta cuenta esté destinada a la implementación de proyectos y/o medidas de eficiencia energética en el sector público y privado mediante el otorgamiento de facilidades a través de préstamos, bonificación o subsidio de tasas, financiamiento de actividades de difusión, capacitación, investigación y desarrollo, y otorgamiento de avales y garantías para respaldar proyectos, entre otros.



Si bien el proyecto de Ley a la fecha no ha sido tratado, es necesario tener presente este antecedente para que las características del plan de fomento propuesto en esta oportunidad converjan con la reglamentación futura, en caso de que el proyecto se convierta en ley.

3.5 Incentivos y financiamiento

El ahorro energético que implica una mayor penetración de la Cogeneración Eficiente impacta directamente sobre la balanza comercial energética, significando para el país un ahorro económico considerable. Este aspecto, sumado a los beneficios ya mencionados, justifica que el Estado Nacional establezca beneficios fiscales y arancelarios para el fomento de las tecnologías de cogeneración.

Dentro de la propuesta se incluyen beneficios fiscales, tanto para proyectos nuevos como para el mejoramiento de los sistemas existentes y, también, la baja de la carga tributaria a la importación de equipamiento de cogeneración. Por otra parte, se contempla la posibilidad de incorporar un seguro de cambio o spread diferencial mediante el Banco de la Nación Argentina (BNA).

Se deberá trabajar en conjunto con las entidades financieras para lograr tasas bonificadas para los proyectos de “Cogeneración Eficiente” que cumplan determinados criterios.

Con el fin de instrumentar estas medidas será necesario definir las condiciones que deban cumplir los proyectos para resultar beneficiarios. En ese sentido, se deberá establecer una priorización que considere la escala de los proyectos, la eficiencia declarada, el tipo de tecnología, el combustible utilizado, el sector industrial involucrado y la ubicación geográfica.

3.6 Monitoreo y evaluación

Para dar seguimiento a la evolución de las actividades de fomento, se deberán definir indicadores por línea de acción que permitan monitorear el avance de las medidas. La información para el monitoreo provendrá principalmente del Sistema de Información de Cogeneración, con respaldo de los datos operativos que pueda aportar CAMMESA.

Se deberán incluir, también, indicadores que cuantifiquen el impacto de las medidas en términos de ahorro de energía primaria y su consecuente reducción de emisiones de GEI.

En principio, y teniendo en cuenta la información disponible, para un análisis global se propone como indicadores el porcentaje de generación eléctrica por parte de sistemas de cogeneración con respecto al parque de generación termoeléctrica y al parque de generación eléctrica total. En cuanto se disponga de las declaraciones de eficiencia de las instalaciones de cogeneración existentes, se podrá calcular también el ahorro de energía primaria como resultado de su operación.

Los indicadores definidos al inicio de la implementación deberán revisarse con una frecuencia predeterminada (típicamente anual) y validarlos, complementarlos o redefinirlos, para que sean representativos el monitoreo y permitan la medición de impacto.

3.7 Hoja de Ruta de Implementación

La implementación de medidas, expuestas en este documento y en la propuesta regulatoria, requiere de una coordinación interinstitucional liderada por la SEN en estrecho vínculo con los actores provinciales. Con el fin de ordenar la implementación de medidas en el tiempo, se agrega a continuación una hoja de ruta a corto (2021-2025), mediano (2025-2030) y largo plazo (2030-2040), considerando en el mediano plazo la vuelta a un esquema marginalista dentro del MEM.

3.7.1 Corto Plazo

En el corto plazo, se propone institucionalizar la temática mediante la conformación de una mesa de trabajo de cogeneración, en el ámbito de la SEN. A partir de esto, se deberá redefinir a la cogeneración dentro del MEM de forma de que se valore, a la hora de evaluar la eficiencia de generación, tanto la producción de energía eléctrica como de energía térmica. Se proponen



también medidas de difusión y capacitación y facilidades regulatorias adicionales para dar viabilidad económica a los proyectos en el esquema actual del MEM.

Medidas:

- a) Constitución de la mesa de trabajo de cogeneración en el ámbito de la SEN.
- b) Desarrollo de iniciativas y material de difusión sobre los beneficios y las características de las tecnologías de cogeneración.
- c) Diseño y elaboración del Sistema de Información de Cogeneración.
- d) Priorización de sectores industriales y elaboración de plan de trabajo sectorial.
- e) Desarrollo de programas de generación de capacidades dirigido a reguladores, operadores del MEM, proveedores de tecnología y actores de sectores industriales priorizados.
- f) Desarrollo e incorporación de la Guía de cálculos y procedimientos de cogeneración dentro de los procedimientos de CAMMESA.
- g) Implementación de las medidas regulatorias proyectadas en el escenario actual (punto 3.4.1 de este informe)
- h) Estudiar posibles instrumentos fiscales y aduaneros para la adquisición de tecnología asociada a la cogeneración.
- i) Diseñar indicadores de monitoreo para dar seguimiento a las distintas líneas de acción del programa de promoción y cuantificar el impacto de las medidas.

3.7.2 Mediano Plazo

A mediano plazo, la propuesta normativa considera la vuelta a un esquema marginalista dentro del MEM, por lo que se proponen nuevas alternativas regulatorias. Al mismo tiempo, se deberá consolidar el Sistema de Información de forma que permita dar seguimiento al nivel de penetración de la cogeneración en el país. Por otra parte, se deberán profundizar y sistematizar las actividades de difusión y capacitación.

Medidas:

- a) Implementación de medidas regulatorias proyectadas en el escenario que supone la vuelta a un esquema marginalista (punto 3.4.2)
- b) Ejecutar estrategias de recolección y actualización periódica de información.
- c) Vincular al sector académico en las actividades de capacitación.
- d) Establecer instancias de revisión de la normativa vigente.
- e) Fortalecer el trabajo con los actores provinciales en busca de lograr la unificación de criterios regulatorios.

3.7.3 Largo Plazo

Manteniendo los incentivos dados por la regulación, se propone instrumentar beneficios económico-financieros que viabilicen los proyectos de cogeneración, especialmente aquellos de pequeña escala.

En este punto se requerirá reglamentar instrumentos fiscales y aduaneros, y establecer los requisitos a cumplir por los proyectos para acceder a los beneficios. Por otra parte, será importante coordinar con entidades financieras mecanismos de financiamiento específicos.

En caso de que se implemente la Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética dentro del FODIS, contemplada en el marco del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética, se recomienda priorizar los fondos para la formación de capacidades con el objetivo de facilitar la penetración de la cogeneración y unificar la regulación a nivel nacional.

Por otra parte, será necesario establecer un plan de investigación y desarrollo en conjunto con el sector académico, priorizando el aprovechamiento de residuos biomásicos disponibles en distintas regiones del país.

Medidas:

- a) Instrumentar beneficios fiscales y aduaneros.
- b) Disponibilidad de líneas de financiamiento y acceso a bonificación de tasas.



- c) Priorizar financiamiento de actividades de formación de capacidades en caso de que se instrumente la Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética.
- d) Desarrollar un plan de investigación y desarrollo en conjunto con el sector académico.

3.7.4 Remoción de Barreras

En relación con las barreras identificadas en el documento “Análisis de Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina” (ANEXO II del presente informe) se presentan en esta sección los actores y acciones vinculadas a cada una de ellas teniendo en cuenta las medidas propuestas (Tabla 1) y en resumen de cómo quedaría el mapa de barreras identificadas una vez implementadas las medidas propuestas en la Hoja de Ruta (Tabla 2).

Acciones y Actores						
Alcance		Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Actores	
Esfera	Área de acción	Aspecto a abordar	Acciones			Actores
Institucional	Nacional	Institucionalización de la Cogeneración	Conformar la mesa de trabajo de cogeneración en el ámbito de la SEN	Fortalecer la participación de actores institucionales y del sector privado	Fortalecer la participación de actores del sector académico y de entidades financieras	SEN/ Pcias/Sector privado
	Nacional	Difusión y Desarrollo de Capacidades	Desarrollo de estrategia y plan de trabajo de capacitación y difusión	Sistematización de actividades en conjunto con el sector académico		Mesa de Trabajo de Cogeneración
	Nacional	Información	Diseño y elaboración del Sistema de Información de Cogeneración	Ejecutar estrategias de recolección y actualización periódica de información		SEN
	Nacional	Monitoreo y Evaluación	Diseño de indicadores de seguimiento de líneas de acción	Seguimiento y revisión de indicadores		SEN
	Articulación Nación/pcias	PAFTT	acordar paftt solo p/demandantes	acordar criterios cálculo paftt cogeneración	señal costos evitados	SEN/ Pcias
	Provincias	PAFTT	-----	impulsar standards para despacho dentro redes de distribución	standards paftt para cogeneración: costes evitados. Valorización	Regulaciones provinciales
	Provincias	Expansiones para el acceso	-----	reconocimiento MEM del costo (a la demanda - acuerdo pcias. también PAFTT)		Regulaciones provinciales
	Provincias	Potencia bajo 1 MW (fuera del MEM)	-----	definir regulación de condiciones de acceso. Promoción regulación pcial.		Regulaciones provinciales
Regulatoria MEM	Despacho de cargas	declaración rendimiento	Definición de Cogeneración Eficiente en base al umbral de AEP (>10% o valor a determinar por autoridad competente)			SEN/ Pcias
		despacho por la base	despacho prioritario	despacho prioritario o ranking x CVP		SEN / CAMMESA
	Combustible	volumen	declaración prioridad y suministro en firme del volumen total requerido			ENARGAS
		precio	compra CAMMESA a precio "gas de usina" para proporción de generación eléctrica	compra cogenerador	compra cogenerador	CAMMESA / cogenerador
	Mercado	MAT	autocontratación y MAT entre privados, despacho por base		Mercados regionales o locales: dentro de sist. de distribución: debajo de 1 MW	SEN
		Acceso	diseño de fast track para pequeñas unidades, accesos/ pequeñas ampliaciones y agente MEM			SEN
Fiscal /promocional	Para eficientizar procesos existentes	MAT y contratos de EPC	promoción imp a los sellos , IIBB promocionados para nueva capacidad (sobre maxima despachada , siempre que exista ampliación).	estudio internalización de beneficios ambientales para toda la generación	internalización de eternalidades en el MEM	Nación - AFIP- Pcias-
	nuevos proyectos	MAT y Contratos EPC	promoción imp a los sellos , IIBB promocionados para nueva capacidad (sobre maxima despachada , siempre que exista ampliación).			Nación - AFIP- Pcias
	Parques Industriales	promoción localización	Habilitación servicios extra MEM dentro de parques industriales autorizados			MDP- Nación /industria)/AFIP
ventas intra parque		Habilitación mercado intra parques industriales entre privados sin pasar por el MEM, independientemente de la potencia			SEN	

Tabla 1 – Acciones y actores para la remoción de barreras



Tipo de barrera		Valoración			Escenario		
Restricción principal	Aspecto	Alta / Muy Alta	Media	Baja / Muy Baja	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo
Valorización de energía	declaración rendimiento				si	si	si
	CVP /despacho				si	si	si
	precio operativo/spot				no	si	si
	prohibición contratar				si	si	si
FTT	costos peajes y criterios				no	si	si
Inversiones	project-finance/ instrumentos				si	si	si
	tasa				no	no	no
	mercado de cambios				no	no	si
Valorización de potencia					no	si	si
Restricciones de acceso al sistema de					no	no	si
Visibilización tecnología					si	si	si
Disponibilidad materia prima GN					si	si	si
Disponibilidad materia prima biomasa					si	si	si
Capacity building regulatorio	autoridades regulatorias				si	si	si
Capacity building operativo	CAMMESA - distribuidores				si	si	si
Doble regulación					no	no	si
Complejidad de info MEM					si	si	si
Tramites de acceso					no	si	si
Tecnologías					si	si	si
Doble gestión ambiental					no	si	si
Ordenamiento territorial					no	no	no
Parques industriales					no	si	si

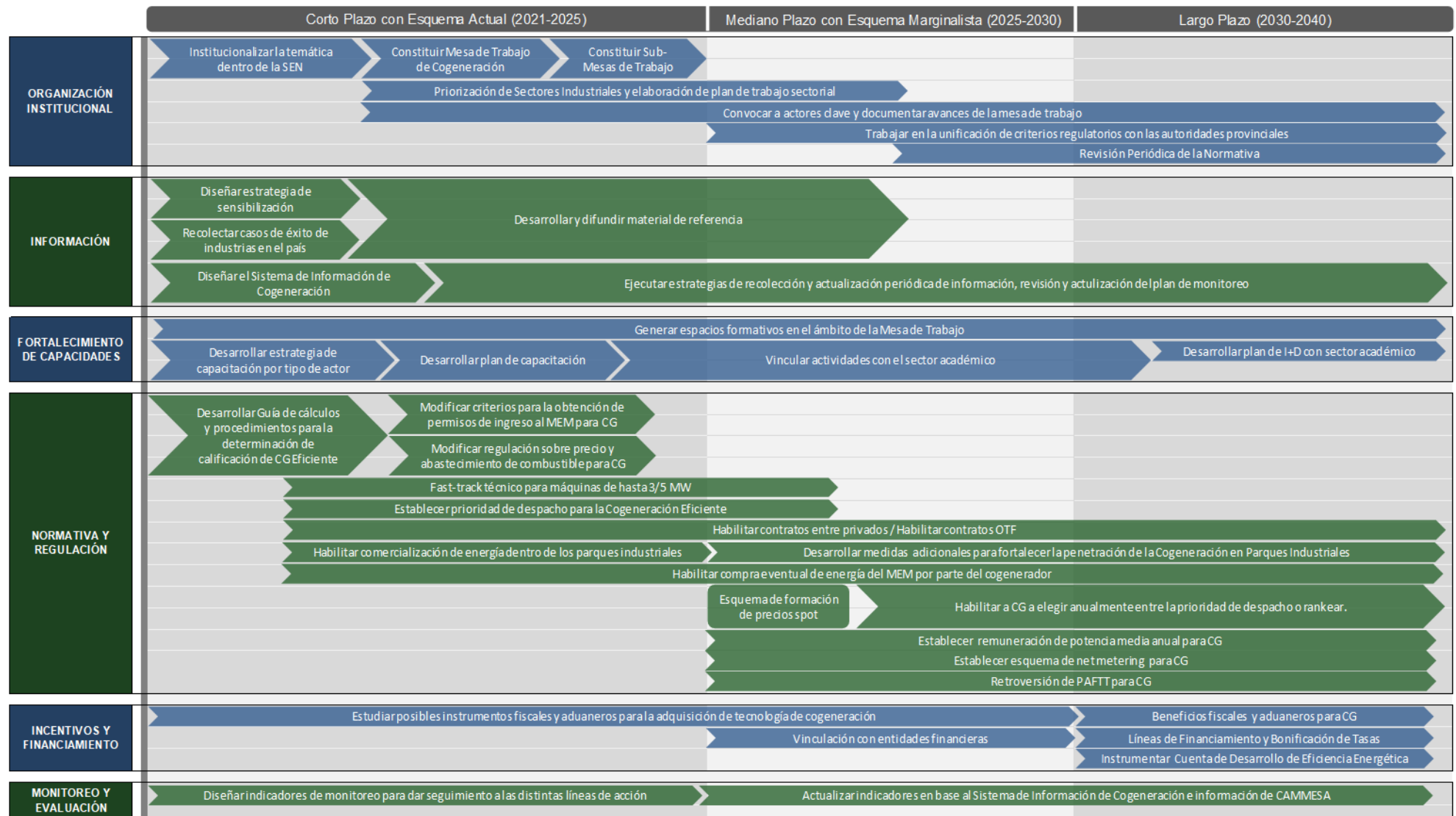
Tabla 2 – Remoción de barreras con las medidas propuestas

En la tabla anterior se ve claramente cómo se van removiendo en los distintos escenarios de tiempo las barreras identificadas en la situación actual, producto de aplicar las medidas propuestas. Como se puede notar, en el escenario de largo plazo las únicas dos barreras que quedan sin remover con las relativas a la tasa de repago de las inversiones y al ordenamiento territorial, ambas dependientes de otras condiciones de contexto y otros actores. Sin embargo, ambas barreras se pueden reducir a través de la mesa de trabajo propuesta en el apartado 3.1, con una adecuada articulación con los actores correspondientes.



4 ANEXOS

ANEXO I: HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA





ANEXO II

PRODUCTO 2: ANÁLISIS DE IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS A LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA



ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO	1
2 INTRODUCCIÓN.....	2
2.1 Metodología del Informe	3
3 ACTORES CLAVE Y PARTES INTERESADAS.....	3
3.1 Actores institucionales y regulatorios	3
3.1.1 Secretaría de Energía de la Nación	4
3.1.2 Cogeneradores, autogeneradores, y, autogeneradores distribuidos	4
3.1.3 Operador del despacho: La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CMMESA)	4
3.1.4 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).....	4
3.1.5 Reguladores eléctricos provinciales (Sector distribución).....	5
3.1.6 Restantes Agentes MEM.....	5
3.1.7 Proveedores de materia prima	5
3.1.8 Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)	5
3.1.9 Otros actores del sector gasífero	6
3.1.10 Autoridad de política industrial.....	6
3.1.11 AFIP - Política fiscal y arancelaria.....	6
3.1.12 La autoridad fiscal provincial	6
3.1.13 Autoridad económica y financiera	6
3.1.14 Provincias y Municipios a través de las normas de Ordenamiento Territorial	7
3.1.15 Autoridades ambientales	7
3.1.16 Facultad legislativa	7
3.2 Otras partes interesadas	7
3.2.1 Industrias demandantes de vapor y energía eléctrica.....	7
3.2.2 Proveedores de tecnología, equipamiento y servicios asociados a la tecnología	7
3.2.3 Instituciones representativas	8
3.2.4 Otros actores	8
4 SECTOR GASÍFERO.....	9
4.1 Organización del sector gasífero	9
4.1.1 Jurisdicción y competencia.....	9
4.1.2 Mercado	9
4.1.3 Transporte y distribución de Gas Natural	10
4.2 Aspectos de interés del sector gasífero en relación con la cogeneración	11
4.2.1 Expansiones de las redes de transporte y distribución	11
4.2.2 Formación de precios	11
4.2.3 Ininterrumpibilidad y procesos de cogeneración	12
5 SECTOR ELÉCTRICO.....	12
5.1 Estructura legal	12
5.1.1 Jurisdicción y competencias.....	12
5.1.2 Multijurisdiccionalidad eléctrica por umbral de capacidad instalada - Normativa aplicable.....	14
5.1.3 Tramites y costos propios del acceso al SADI y al MEM.....	15
5.1.4 Regulación de acceso al MEM	16



5.1.5	Operatoria de despacho	17
5.1.6	Costos de administración y cargos del MEM	18
5.2	Aspectos Comerciales	18
5.2.1	Remuneración por ventas de potencia y energía al MEM	18
5.2.2	Compras de energía y potencia - Demandas faltantes	19
5.3	Modalidad de Despacho	20
5.4	Transporte y distribución.....	20
5.4.1	Criterios regulatorios para la expansión	20
5.4.2	Tarifas	21
5.5	Costos MEM asociados a cargos diversos.....	22
5.6	Contratos y cargos a las demandas	22
5.6.1	Mecanismos de Contratación	22
5.6.2	Diseños regulatorios para promoción de renovables: "MATER"	23
5.6.3	La limitación de la autogeneración distribuida	23
6	TECNOLOGÍAS	23
7	IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS.....	23
7.1	Estructura Regulatoria	23
7.1.1	Jurisdicciones y competencias	24
7.2	Acceso y funcionamiento del MEM - valorización de potencia y energía	26
7.2.1	Complejidad administrativa.....	26
7.2.2	Necesidad de despachar. Subdeclaración de CVP	26
7.2.3	Exclusión de la función de calor	27
7.2.4	Sólo valoriza la energía excedentaria del proceso.....	27
7.2.5	Valoriza el costo de la energía al precio operativo	27
7.2.6	Otras limitaciones regulatorias que afectan al cogenerador.....	27
7.2.7	PAFTT	28
7.2.8	Barreras fiscales	29
7.3	Regulación del gas natural	29
7.3.1	Mercado y contratos	29
7.3.2	Disponibilidad de Gas Natural	29
7.4	Ordenamiento Territorial	30
7.4.1	Ubicación y normas	30
7.4.2	Parques Industriales	31
7.5	Económico-financieras	32
7.5.1	Disponibilidad y precio de gas natural.....	32
7.5.2	Disponibilidad y precio de biomasa	32
7.5.3	Producto vapor/energía eléctrica.....	32
7.5.4	Inversión: apalancamiento y tasas	33
7.5.5	Instituciones e instrumentos de financiación.....	34
7.6	Ambientales	34
7.6.1	Falta de incorporación del "valor ambiental".....	34
7.6.2	Dispersión de normas.....	35
7.6.3	Superposición de autoridades de control	35
7.7	Fortalecimiento de capacidades y asimetría de información	35
7.7.1	Capacidades locales para la evaluación y desarrollo de proyectos de cogeneración	35
7.7.2	Información y necesidades por parte de la industria que requiere vapor	36



7.7.3	Información y Capacidades de los reguladores locales.....	36
7.7.4	CAMMESA.....	36
7.8	Otras cuestiones que limitan la penetración de la cogeneración.....	37
7.8.1	Falta de marco normativo para potencias menores 1 MW.....	37
8	VALORACIÓN DE BARRERAS.....	37
8.1	Criterios de análisis	37
8.2	Análisis de importancia.....	39
8.3	Análisis de Actores	40
9	CONCLUSIONES.....	40
10	ANEXO II.1	41

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 – Resumen de identificación y valorización de barreras	2
Figura 2 - Esquema de jurisdicciones y competencias del Sector Energético argentino.....	13
Figura 3 - Esquema de normas aplicable según potencia y fuente.....	15
Figura 4 - Esquema de remuneración de la cogeneración	19
Figura 5 - Pérdidas del MEM.....	36
Figura 6 - Valoración de restricciones identificadas	38
Figura 7 - Detalle de instancia de aparición y permanencia de las principales restricciones identificadas	39



1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe tiene como objetivo la identificación de las restricciones para la incorporación de tecnología de cogeneración en Argentina, como primera parte del proceso para identificar acciones de eficiencia energética.

Para ello se identificaron inicialmente los actores actuales directa o indirectamente vinculados a la cogeneración y las *partes interesadas* actuales o potenciales. Surge de esta identificación que son las instituciones de regulación nacionales y provinciales los principales actores que tienen relación con las acciones a emprender. Está en manos de la Secretaría de Energía (SEN) y de los reguladores provinciales la remoción de las principales barreras identificadas en el sector eléctrico y gasífero, que permitirían la viabilidad de los procesos. En un segundo orden, también resultan actores otras instituciones gubernamentales, tales como las autoridades de industria y fiscales.

Del lado de *las partes interesadas*, además de los cogeneradores y generadores del sector eléctrico nacional, los proveedores de gas natural (sean productores o comercializadores) y los proveedores de tecnología tienen interés en el proceso.

Las restricciones identificadas para el desarrollo de la cogeneración son variadas, pero las centrales están relacionadas con el diseño regulatorio nacional del despacho de cargas y remuneración de la energía eléctrica. El mecanismo de cálculo del rendimiento de la unidad de cogeneración, el procedimiento de declaración de precio de combustible (CVP) que habilita el ranqueo del despacho de cargas y el modo de valorizar la energía son la principal limitante. En el primer caso porque excluye y, por tanto, no valoriza el calor ni el autoconsumo impidiendo considerar la eficiencia total que se logra en el proceso, y el segundo porque en caso de tener que despachar indefectiblemente la energía generada, el cogenerador debe asegurarse estar ranqueado para el despacho en todo momento, cosa que logra subvalorizando su combustible. Poner precio bajo resulta el único modo de valorizar (eventualmente en parte) la energía generada. El tercer punto afecta a todas las máquinas térmicas sin contrato por igual, e implica que las unidades reciben costo operativo, es decir el capital resulta hundido. A ello se le agrega la prohibición de contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de lo que resulta la imposibilidad de valorizar de modo actual y futuro la energía generada o a generar. Incluso si se buscara valorizarla a futuro entre privados, aun del mismo grupo económico, las limitaciones regulatorias, tanto nacionales como provinciales impiden la comercialización de energía, aun dentro de espacios delimitados, tales como parques industriales, por ejemplo.

Otra barrera de entrada está dada por la limitación que la valorización de la energía inyectada al MEM – presente y futura- implica que el apalancamiento de una inversión sólo puede sostenerse por el retorno que el proceso industrial logre ya que, desde el sector eléctrico, no se lo valoriza. Si a ello se le suma la imposibilidad de efectuar contratos en el MEM, sea o no con privados, las tasas y la complejidad que presenta la evaluación de este tipo de proyectos, nos encontramos con una marcada restricción, que el conocimiento de la tecnología y las capacidades logradas en el país en temas de operación y mantenimiento– aun cuando la tecnología es mayormente importada- no logra amortiguar.

Otra barrera es el costo de la función técnica de transporte (FTT), que es la remuneración por el servicio de peaje que el cogenerador debe pagar al distribuidor. La dispersión normativa provincial y los criterios tarifarios impuestos, en varias provincias aplican tarifa local a los flujos bidireccionales de la cogeneración y en otros casos, los altos costos de los peajes – de US\$ 15/MWh o más, resultan limitantes altas para la cogeneración.

Las restricciones impuestas regulatoriamente a la disponibilidad de gas natural en épocas invernales – a pesar de contar con contratos - es una limitación, que, si bien afecta parcialmente a toda la generación, a la cogeneración de mayor potencia le impacta de modo más marcado a que es más probable que sufran corte de suministro, porque además se suma la necesidad de redireccionar los contratos de gas natural.



Cargos tarifarios al gas natural y en los servicios eléctricos de las provincias suelen encarecer la operatoria, al igual que la doble gestión ambiental, entre otros costos.

La cantidad y complejidad de trámites para lograr la calidad de agente MEM, el acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), eventualmente la ampliación del sistema de transporte (a lo que se le suma el costo administrativo), y el volumen del flujo de información requerida por CAMMESA para el despacho de cargas (debe informarse estacional, mensual, semanal y diariamente disponibilidad de energía y potencia), desalientan la entrada, sumando complejidades.

Debe señalarse que las limitaciones señaladas y otras restricciones menores, de carácter transitorio o permanente, se presentan en diferentes etapas de los proyectos, hay dos etapas marcadas, la de inversión y la de operación. Por otro lado, las restricciones suelen tener diferente impacto según potencia instalada y ubicación, ya que, como se señaló, la normativa provincial es muy disímil.

A continuación, se resume la identificación de las barreras y la valoración de las mismas, que serán detalladas a lo largo de todo el documento.

Tipo de barrera		Valoración		
Restricción principal	Aspecto	Alta / Muy Alta	Media	Baja / Muy Baja
Valorización de energía	declaración rendimiento			
	CVP /despacho			
	precio operativo/spot			
	prohibición contratar			
FTT	costos peajes y criterios			
Inversiones	project-finance/ instrumentos			
	tasa			
	mercado de cambios			
Valorización de potencia				
Restricciones de acceso al sistema de transporte				
Visibilización tecnología				
Disponibilidad materia prima GN				
Disponibilidad materia prima biomasa				
Capacity building regulatorio	autoridades regulatorias			
Capacity building operativo	CAMMESA - distribuidores			
Doble regulación				
Complejidad de info MEM				
Tramites de acceso				
Tecnologías				
Doble gestión ambiental				
Ordenamiento territorial				
Parques industriales				

Figura 1 – Resumen de identificación y valoración de barreras

2 INTRODUCCIÓN

El presente Informe tiene por objeto la identificación de las barreras que presenta la tecnología de cogeneración para expandir su participación dentro de la matriz eléctrica argentina y considerar medidas para optimizar la eficiencia energética integral de los procesos calor/electricidad, para luego realizar una propuesta de mitigación/eliminación de esas barreras.

A los fines del presente análisis definimos como:



- ✓ *Cogeneración*: a las tecnologías que producen de manera conjunta calor y electricidad, independientemente de la denominación que la regulación pueda establecer¹.
- ✓ *Barrera*: a la restricción u obstrucción total o parcial, limitación o prohibición, normativa, conductual, económica, regulatoria, informativa, física, educativa o de capacidad, que limita la optimización en el uso o incorporación de la cogeneración como tecnología de eficiencia energética en el sector industrial.

Por una cuestión de pertinencia, el presente Informe se centra en el rango de tecnologías iguales o mayores a 1 MW, toda vez que esas son las que por definición regulatoria acceden al Mercado Eléctrico Mayorista – en adelante MEM-, que, a la fecha es el único mercado de energía eléctrica y potencia existente en Argentina². Sin perjuicio de ello se señalan los umbrales de acceso al MEM por tipo de generación y analiza la falta de regulación de las potencias menores a esos umbrales³.

2.1 Metodología del Informe

Se inicia con la identificación de los sujetos actores o con potencial interés en la cogeneración, sean estas instituciones propias del sector energético, industrial, financiero y ambiental además de otras partes interesadas que pueden actuar tanto positiva como negativamente en relación al objetivo de eficiencia energética a través de la cogeneración. La razón por que se propone la identificación de sujetos es para que el decisor conozca el contexto integral que rodea la tecnología de cogeneración y sus alternativas de optimización y desarrollo futuro.

Efectuado ello, se describe muy brevemente el funcionamiento de los sectores de gas natural y electricidad, con el objetivo de contextualizar el tema en ambos sectores, y finalmente se identifican las barreras que afectan la cogeneración.

Listada y explicadas las barreras se efectúa un ranking de importancia, identificando los actores involucrados en cada una. Cabe señalar que varias de las barreras identificadas trascienden la propia tecnología de cogeneración y afectan a todo el subsector de generación eléctrica o, incluso, a toda inversión sectorial; pero se considera relevante la identificación para describir todos los elementos disponibles a los efectos de la descripción del contexto.

El presente Informe se elaboró en base a la información recolectada hasta el momento tanto a través de trabajo de gabinete mediante relevamiento de la normativa vigente y análisis de los listados de auto y cogeneradores del MEM, como basada en entrevistas con referentes o participantes de los principales grupos de interés involucrados. Ulterior material o información puede implicar ajustes en las valoraciones, pero no se espera que cambien sustantivamente las conclusiones.

3 ACTORES CLAVE Y PARTES INTERESADAS

3.1 Actores institucionales y regulatorios

La identificación de los sujetos, activos y pasivos, - en adelante actores - y las instituciones que tienen relación con los sujetos, ya sea porque nuclea actividades actuales o potencialmente tienen unidades de cogeneración o intereses relacionadas, son variadas.

Los grandes actores relacionados regulatoriamente con la cogeneración son:

¹ Ver sección 5 *SECTOR ELÉCTRICO* del presente Informe

² Ver sección 5 *SECTOR ELÉCTRICO* del presente Informe.

³ Ver sección 5 *SECTOR ELÉCTRICO* del presente Informe.



3.1.1 Secretaría de Energía de la Nación

Autoridad nacional reguladora de la energía eléctrica, que en virtud del decreto reglamentario de la Ley N° 24.065 es la responsable de la regulación sectorial, la determinación de las condiciones de acceso, operación y económicas en el MEM.

La Secretaría de Energía de la Nación, como autoridad política del sector gasífero y de líquidos también tiene injerencia en la regulación del gas natural y de los combustibles líquidos.

3.1.2 Cogeneradores, autogeneradores, y, autogeneradores distribuidos

Los cogeneradores, autogeneradores y autogeneradores distribuidos son los agentes reconocidos en el MEM. La Ley 24.065 reconoce la figura del cogenerador (Art. 4° inc. a), que luego es receptada por la regulación y por algunas de las normativas provinciales.

Cabe aclarar que el término “Agente en el MEM” define al sujeto activo del MEM que entrega productos o servicios al Sistema Argentino de Interconexión – en adelante SADI- y es sujeto de derechos y obligaciones impuestas regulatoriamente o a través de contratos. Es la Secretaría de Energía quien reconoce y otorga la condición de Agentes a los actores sectoriales, a través de un proceso administrativo (otorgamiento de la calidad de Agente).

Los autogeneradores son además Grandes Usuarios (GU) del SADI ya que toman los faltantes del MEM. En ese carácter están nucleados por la Asociación de Grupos Usuarios de Energía Eléctrica de la Argentina (AGUEERA). Nótese que institucionalmente ha sido AGUEERA y no la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica (AGEERA) quien ha representado los intereses de las unidades de cogeneración.

Según la Resolución SEN N°269/08, los autogeneradores distribuidos son generadores que producen en un punto del sistema y consumen en otro. Eventualmente pueden usar tecnología de cogeneración, aunque no necesariamente.

3.1.3 Operador del despacho: La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA)

Operadora del despacho y liquidadora de las posiciones económicas, tanto en el Mercado Spot (MS), como en el Mercado a Término (MAT) y administradora del MEM. En los últimos años, además, ha pasado a ser un actor central del sector eléctrico ya que fue autorizada a comprar combustibles por cuenta de la oferta y firmar y administrar contratos de abastecimiento por cuenta de la demanda, mientras los Agentes tienen vedada la suscripción de contratos, salvo que sean bajo normas de excepción licitadas o autorizadas por la Secretaría de Energía.

Con ello es quien nuclea toda la información técnica y económica del conjunto de transacciones físicas y financieras de los múltiples agentes del MEM, aplicando *Los Procedimientos*, que es el conjunto de normas que regulan el acceso al SADI, su operatoria de despacho de cargas y las posiciones económicas de los agentes.

3.1.4 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

El ENRE tiene funciones fiscalizadoras del MEM, y limitada función regulatoria, a los aspectos técnicos del transporte y la distribución del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Detenta la potestad tarifaria en relación con el Transporte de Energía Eléctrica en Extra Alta Tensión de 500 kV (EAT) y Alta Tensión (AT) relacionada a las transportistas troncales desde 132 kV y hasta 400 kV; el otorgamiento de los permisos administrativos de acceso al SADI denominados Certificados de Necesidad y Conveniencia Pública (CNCP); y, eventualmente, los permisos de ampliación del sistema de transporte si en el punto de conexión requiere de modificaciones en las instalaciones del SADI para permitir el acceso a las instalaciones del transportista. Eventualmente, si el cogenerador para vincularse al SADI requiere una línea de transporte en AT, esa instalación es



considerada como “Transporte Independiente” (TI) y debe obtener una Licencia Técnica para operar de la transportista a la que se conecta, y los consiguientes permisos administrativos del ENRE⁴.

La principal función del ENRE en relación con la cogeneración está en relación con el MEM. El art. 72° de la Ley N° 24.065 y, correlativamente el art. 56° (funciones del Ente) establece la facultad jurisdiccional, es decir, de intervenir por controversias entre agentes del MEM o por cuestiones de Mercado.

3.1.5 Reguladores eléctricos provinciales (Sector distribución)

Como la cogeneración en general se conecta a los sistemas de distribución sean provinciales, o nacionales en el sistema de distribución del AMBA, los reguladores provinciales son actores aun cuando el despacho lo realice CAMMESA. Ellos definen las tarifas locales de peaje de potencia y energía en sus sistemas, los cargos aplicables. Además, las normas provinciales incorporan como actores a los cogeneradores en los sistemas de distribución al igual que la norma nacional, salvo excepciones. No hay jurisdicciones que hayan establecido condiciones de acceso para cogeneradores a sus sistemas provinciales o del en adelante AMBA en el caso del ENRE.

3.1.6 Restantes Agentes MEM

Los transportistas como operadores de las instalaciones de transporte y los distribuidores, en sus propias instalaciones, se relacionan con los cogeneradores, directamente, o indirectamente, a través de CAMMESA. Tienen intereses contrapuestos con los cogeneradores, en especial en la calidad de demandantes de éstos, ya que expansiones, tarifas y condiciones de calidad prestacional afectan a los cogeneradores. Los restantes generadores del MEM hoy compiten por el ranking, pero sus intereses pueden verse afectados con una regulación diferente.

3.1.7 Proveedores de materia prima

3.1.7.1 Gas Natural

Los comercializadores de gas natural, sean productores o no, tienen relevancia en relación con la disponibilidad y precios de GN, principal insumo de la mayoría de las plantas de cogeneración. Los modos de contratación vigentes entre partes oferentes y demandantes es el instrumento por el cual se materializa la relación.

3.1.7.2 Proveedores de materia orgánica (biomasa)

Para procesos de cogeneración. En casos particulares o en determinadas regiones (NEA con recurso forestal, por ej.) la cadena de provisión de materia prima orgánica y su logística interesa a productores pequeños, máxime cuando se trata de la obtención de diversas fuentes (puntos de recolección o contratos).

3.1.8 Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Como regulador del sector y mercado del Gas Natural, principal insumo usado en la cogeneración en Argentina, a través de la regulación de las modalidades prestacionales de venta y reventa de Gas Natural y como fiscalizador de los mecanismos de formación de precios de referencia y de la determinación de las tarifas de transporte y distribución de Gas Natural. También interviene en las autorizaciones de establecimiento de cargos a la demanda sectorial.

⁴ Aclaración: no hay en Argentina cogeneradores conectados a tensiones mayores a 132 kV.



3.1.9 Otros actores del sector gasífero

Para los prestadores de servicios de transporte y distribución de gas la industria en general, y la cogeneración en particular, son clientes con requerimientos permanentes y por tal, tienen interés en el desarrollo de la actividad.

3.1.10 Autoridad de política industrial

Actualmente la Secretaría de Industria del Ministerio de Desarrollo Productivo, en su carácter de autoridad de industria a nivel nacional tiene los resortes regulatorios para determinar porciones de componente nacional y políticas de promoción sectorial industrial que directa o indirectamente impacten en la incorporación de tecnologías, políticas promocionales, y participación en determinación de barreras arancelarias o pararancelarias aduaneras de bienes y servicios asociados a determinadas tecnologías o sectores industriales. En ese sentido, articula generalmente esos diseños de política pública conjuntamente a la autoridad fiscal/aduanera y económico/financiera.

3.1.11 AFIP - Política fiscal y arancelaria

Articula con las políticas públicas de promoción fiscal, el régimen de arancelamiento aduanero de los diferentes productos tecnológicos de importación o sus partes, y carga arancelaria como políticas pararancelarias y de reversión. En general, las promociones de una determinada actividad o tecnología son promovidas por leyes con incentivos fiscales: amortización acelerada, exenciones impositivas, diferimiento u otras herramientas fiscales. En el caso de las tecnologías de aprovechamiento de recursos renovables, las normas promocionales tienen además herramientas que benefician la integración de la industria local, otorgando beneficios más blandos o condiciones diferenciales a la mayor participación de componente nacional.

Es común que en las normas federales de promoción inviten a los estados subnacionales (provincias) a adherir con promociones impositivas locales (Impuestos a los Ingresos Brutos/Sellados) y a mantener la carga tributaria estable por los períodos de promoción.

3.1.12 La autoridad fiscal provincial

La Autoridad local cobra impuestos locales: Ingresos Brutos, Sellos, Inmobiliario, además de otros tributos que paga la actividad industrial.

3.1.13 Autoridad económica y financiera.

En las herramientas promocionales de Argentina la autoridad económica es un actor importante a través de los organismos e instituciones del Estado que regulan el mercado de cambios y el mercado financiero.

Existen instituciones de promoción limitadas por su carácter bancario, pero que articulan en las políticas públicas industriales y del sector energético, tales como el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) y, en algunos casos, el Banco de la Nación Argentina (BNA). Si bien no tienen la ductilidad de las agencias de promoción, ni la posibilidad de desarrollar per sé productos financieros complejos o “blindar” tasas, han sido útiles a los efectos promocionales, como articuladores de una política pública.

La Autoridad monetaria es relevante cuando las tecnologías y algunos servicios son importados, y, por tal, se requiere girar divisas al exterior. También es relevante en los procesos de inversión cuando el capital proviene del exterior.



3.1.14 Provincias y Municipios a través de las normas de Ordenamiento Territorial

Son actores que detentan la potestad regulatoria sobre el Territorio. Las Provincias detentan la facultad de modo amplio. Algunas han emitido normas⁵ de ordenamiento estratégico, pero son los municipios con la autarquía reconocida constitucionalmente⁶, quienes detentan y ejercen la facultad de ordenamiento territorial, a través de normas de zonificación. En general lo hacen con los procesos de zonificación tradicionales y estableciendo superficies exclusivas para la actividad industrial.

3.1.15 Autoridades ambientales

La Provincia, en cambio, regula los procedimientos ambientales, por sobre los Presupuestos Mínimos establecidos por la Nación que se requieren para obtener los permisos ambientales para incorporar cogeneración o eventualmente ampliar instalaciones existentes.

A nivel nacional, se cuenta con la Ley 27.520 de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global, que promueve entre sus objetivos “Asistir y promover el desarrollo de estrategias de mitigación y reducción de gases de efecto invernadero en el país”. La promoción y fomento de tecnología de cogeneración estaría aportando a estos objetivos por el incremento de eficiencia que genera en el uso de los recursos energéticos destinados para la producción de calor y electricidad.

3.1.16 Facultad legislativa

Tanto a nivel nacional como provincial las legislaturas emiten normas de promoción sectoriales. En materia eléctrica el Congreso Nacional ha sancionado normas de promoción de tecnología que conecta en los sistemas de distribución, tal como la generación distribuida de fuente renovable amparándose en la facultad de legislar sobre presupuestos mínimos ambientales, pero esas normas, para ser operativas en los sistemas eléctricos provinciales requieren de una adhesión, formal o no, de la jurisdicción.

3.2 Otras partes interesadas

Fuera de la actividad regulatoria se identificaron como relevantes las siguientes partes interesadas:

3.2.1 Industrias demandantes de vapor y energía eléctrica

Muchos de los procesos industriales requieren de vapor como fuente de energía dentro de sus procesos, a la vez que utilizan energía eléctrica. Estos sectores son los que presentan mejores oportunidades para la cogeneración, sea dentro de sus propias instalaciones o en las de un tercero. Debido a la naturaleza del uso del vapor, en caso de tratarse de un tercero deberá situarse lindero con el requirente de vapor para optimizar el transporte del fluido.

3.2.2 Proveedores de tecnología, equipamiento y servicios asociados a la tecnología.

Si bien la tecnología es madura y probada, tanto a nivel mundial como nacional, y además varios de los proveedores están localizados en el país, los equipos principales no se fabrican localmente (turbinas de gas, turbinas de vapor, motores y bombas de alta presión, principalmente). Los valores de referencia se encuentran en dólares y requieren los trámites de importación, así como la disponibilidad de divisas para la adquisición.

⁵ Neuquén y Mendoza, entre ellas.

⁶ Autarquías municipales reconocidas constitucionalmente a nivel nacional y en muchas constituciones provinciales.



Los recuperadores de calor (HRSG, conocido como *caldera de recuperación*), calderas y otros equipos de intercambio de calor se podrían construir de manera local, bajo licencia de proveedores internacionales, los cuales tendrán también una componente en dólares.

Para maximizar los beneficios de la cogeneración, el uso de la tecnología más eficiente (importada) y el diseño de la cogeneración son fundamentales. Maximizar el aprovechamiento del combustible desde el diseño requerirá de empresas de ingeniería con antecedentes y experiencia en este tipo de proyectos, hasta tanto se fortalezca este tipo de empresas locales.

Los servicios de planta, así como los de operación y mantenimiento podrían asimilarse a los que hoy se realizan en las centrales de ciclo combinado más modernas del MEM.

3.2.3 Instituciones representativas

Hay instituciones que agrupan a la mediana y gran industrial nacional que son *partes interesadas* en relación con la cogeneración, en especial la Confederación Argentina de la Mediana Empresa (CAME) y la Unión Industrial Argentina (UIA). En el caso de la cogeneración a partir de biomasa, dependiendo de la materia prima, cámaras empresarias forestales a través de la Federación Argentina de la Industria Maderera y Afines (FAIMA), la Cámara de Empresarios Madereros y Afines (CEMA) y la Asociación Argentina de Grasas y Aceites (ASAGA) resultarían interesados.

En el sector energético, la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) nuclea los grandes demandantes, dentro de los que varios son cogeneradores. También la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina (ACIGRA) nuclea los intereses de los cogeneradores como actores demandantes de Gas Natural.

3.2.4 Otros actores

Pueden tener interés los administradores de Parques Industriales, ya que ofertar soluciones en conjunto de calor y electricidad puede atraer clientes a sus instalaciones.

Por otro lado, y contraponiéndose con los intereses de la industria suelen posicionarse organizaciones ambientalistas que se niegan a las instalaciones industriales cercanas a áreas habitadas. Sin embargo, considerando que la cogeneración requiere un menor consumo de gas para generar las mismas prestaciones de calor y electricidad, y que esto representa una reducción de las emisiones tanto locales como de gases de efecto invernadero, pueden transformarse en organizaciones aliadas para promover esta tecnología. De hecho, la Fundación Vida Silvestre, en su documento “Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia”, identifica la cogeneración como una de las oportunidades de incremento de eficiencia y reducción del uso de combustibles fósiles⁷.

Si bien no se han desarrollado a nivel nacional por restricciones regulatorias empresas de energía, que comercialicen servicios de vapor y energía eléctrica con un modelo “over the fence”, es decir efectúen los desarrollos y operen para diferentes clientes destinatarios de los productos de la cogeneración, estructurando dinámicamente las relaciones, existiría una oportunidad de desarrollar ese tipo de emprendimientos, especialmente en zonas industriales con demanda de ambos energéticos.

Los usuarios de calor son actores claves para la incentivar la eficiencia energética a través de la cogeneración. Su principal necesidad y expectativa es la confiabilidad del servicio de suministro de calor, ya que cualquier interrupción o corte podría ocasionar un alto lucro cesante en sus operaciones.

⁷ <https://www.vidasilvestre.org.ar/?9120/Escenarios-energticos-para-la-Argentina-2013-2030-con-politicas-de-eficiencia>



4 SECTOR GASÍFERO

El sector gasífero se analiza porque la materia prima de uso más extendido en el país para la cogeneración y la de mayor posibilidad de penetración para potencial incremento de uso es el gas natural, por la extensión de la red de gasoductos, la disponibilidad de producto y su precio relativo frente a otros sustitutos.

4.1 Organización del sector gasífero

4.1.1 Jurisdicción y competencia

La Ley de Marco Regulatorio del Gas Natural N°24.076 establece la jurisdicción y competencia federal⁸ en materia regulatoria de los sistemas de transporte y distribución y el mercado de Gas Natural. Ello porque los sistemas de transporte y distribución son redes interprovinciales y sometidas a jurisdicción nacional.

La producción de hidrocarburos, en cambio, si bien cuenta con una norma nacional que regula los aspectos relevantes de la producción⁹, son las provincias como titulares de dominio de los recursos, quienes detentan la competencia para el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación.

El sector gasífero – entendiendo por este los sistemas de transporte y distribución - está regulado en sus aspectos sustantivos por la Autoridad nacional, Secretaria de Energía de la Nación - en adelante SEN -y en los aspectos técnicos y tarifarios son competencia del Ente Nacional Regulador del Gas - ENARGAS-.

El mercado de gas natural está concentrado en pocos productores, resultando un oligopolio de producción. Los monopolios naturales de transporte, uno desde las cuencas del sur argentino y otro desde el norte y centro del país, prestan el servicio. Existen nueve distribuidoras regionales con diferente extensión de redes y mercados, que cubren todas las regiones a excepción del Noroeste (NEA).

Las condiciones técnicas de ingreso de los volúmenes de gas natural al sistema de transporte, punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) las condiciones del servicio de transporte y distribución están determinadas en los Contratos de Licencia de las prestatarias del servicio y los Reglamentos de Servicios que integran los mismos.

Las actividades descritas son llevadas a cabo por los actores sectoriales: productores, transportistas, distribuidores¹⁰, comercializadores y usuarios (cautivos o no). En el mercado del gas natural la figura del comercializador de gas es relevante, y define a quien por cuenta ajena compra y vende volúmenes y contratos de gas natural, considerando necesidades de cada demandante.

4.1.2 Mercado

El mercado gasífero es más concentrado que el eléctrico y presenta para los usuarios determinadas incertidumbres tanto de disponibilidad, precios y costos asociados a los servicios prestados que tienen especial interés para los demandantes para cogeneración.

El mercado de compra directa de gas natural, independientemente de los servicios de transporte y distribución, es poco dinámico a pesar de que, a través del tiempo, la regulación ha ido bajando los umbrales de volúmenes sobre los cuales los demandantes de gas natural quedaban expuestos al mercado, debiendo contratar sus volúmenes directamente con los productores.

⁸ Federal y Nacional se usan en el presente informe como sinónimos.

⁹ Desde la constitución de 1994 se bate si la jurisdicción del E&P es federal, pues las provincias productoras interpretan que, siendo titulares de dominio, poseen la jurisdicción sobre el recurso.

¹⁰ En algunas zonas existen subdistribuidoras que deben cumplir las mismas normas prestacionales a las mismas tarifas que los distribuidores.



Es así como muchos demandantes requieren de los comercializadores para que les asesoren y gestionen esos contratos, e incluso coloquen excedentes o faltantes en el MEGSA (Mercado Electrónico del Gas S.A.), organismo creado por norma administrativa, Decreto PEN N°180/04 y modificatorios, que habilita la compraventa de gas natural de corto plazo de excedentes y faltantes en los diferentes puntos de inyección y entrega. Los demandantes de gas natural para cogeneración se enrolan entre los clientes de comercializadores, quienes a su vez recurren a otros clientes o al MEGSA para optimizar los volúmenes transaccionados y/o disponibles.

Hay tres tipos de servicio: firme, ininterrumpible e interrumpible. El primero es el servicio a usuarios cautivos finales que no pueden ser desabastecidos por cuestiones de seguridad. La industria, en cambio dispone de suministro (y contratos) bajo las modalidades ininterrumpible o interrumpible. Los primeros, con contratos del tipo “take or pay”¹¹, para el demandante, con entregas sujetas a restricciones estacionales impuestas por la capacidad de los ductos en diferentes puntos de los sistemas, que da lugar a la priorización de entrega por puntos de entrega y uso del GN. Esto implica la necesidad de eventuales redireccionamientos de volúmenes (bypass físico), y de operaciones comerciales, que efectúa el demandante directamente o a través de los comercializadores, permitiendo la valorización de esos volúmenes redireccionados.

El transporte en algunos puntos y la distribución de GN en Argentina sigue teniendo restricciones de disponibilidad de gas puntuales en los períodos invernales y la regulación prevé desde hace años esquemas de restricción de suministros (y contratos) en función de las necesidades de gas de las demandas cautivas. Es por ello que, aun con contratos “take or pay” pagando “firmeza”, esta puede no ser operativa en momentos de grandes demandas, afectando la cogeneración.

4.1.3 Transporte y distribución de Gas Natural

El transporte y la distribución de gas natural son monopolios naturales, con tarifas reguladas. Las mismas solo contempla los costos de explotación, administrativo, comerciales y el capital puesto a disposición, pero no las expansiones, salvo las que explícitamente las prestadoras deciden encarar.

El Estado Nacional ha apelado a diferentes estrategias de financiamiento de las obras de expansión de los sistemas de transporte, e incluso de distribución. Mientras que las expansiones eléctricas son afrontadas en muchos casos por el Estado Nacional, las gasíferas son trasladadas a la demanda por vía de cargos específicos.

Excepcionalmente en algunas Provincias, donde las prestadoras del servicio de distribución de Gas Natural no han mostrado voluntad de abastecimiento, han sido los gobiernos provinciales quienes prestan en servicio a través del esquema de “subdistribución”, unidades de prestación de servicios, en general a través de personas jurídicas de Derecho Privado, que abastecen demanda a través de redes propias. A los fines tarifarios perciben la misma tarifa de la distribuidora a la que se hallan conectados (lo que implica pérdida para el prestador por falta de economía de escala en comparación con la prestadora)¹². En estos casos, si bien los usuarios reciben igual tratamiento que los de la distribuidora (tanto prestacional como tarifario), se debe considerar que el Estado Provincial está subsidiando esos consumos a través del costo diferencial entre los ingresos regulados y los costos totales efectivamente afrontados.

En el sector gasífero no hay fondos “solidarios” que paga la demanda salvo los impuestos por Leyes nacionales como subsidios al consumo: Ley N° 25. 565 de subsidios consumos patagónicos (abarca hasta La Pampa y sur de Mendoza inclusive). Pero la demanda paga además cargos específicos para expansiones que no reflejan el beneficio directo o indirecto de quienes lo afrontan (Ver punto 2.2.1.- del presente Informe).

¹¹ Es el contrato por el cual una parte entrega a otra un volumen diario acordado y si el comprador no puede recibirlo debe igualmente pagar por el volumen. En Argentina son prácticamente la única modalidad contractual de contratación de GN anual.

¹² Este es el caso de BAGSA en PBA, San Luis Energía SAPEM en San Luis, entre otros.



4.2 Aspectos de interés del sector gasífero en relación con la cogeneración

Se identifican:

4.2.1 Expansiones de las redes de transporte y distribución

En los contratos de licencia tanto de transporte como distribución queda a criterio de la prestataria disponer una ampliación¹³. Si le resulta económicamente conveniente la hace y sino no, solo debe indicar la obra que requiere el sistema para resolver la limitación prestacional (arts. 16 y 30 de la Ley N° 24.076). En este último caso, son los demandantes, o solicitantes si se trata de un nuevo suministro, quienes tienen a su cargo viabilizar la inversión.

Como los clientes cautivos de las distribuidoras tienen demandas con fuerte estacionalidad invernal (climas templados a fríos) las expansiones suelen no ser rentables para las prestatarias y por tanto los esquemas de expansión o bien, dependen del Estado, con cargos a la demanda, o lo deben resolver el usuario solicitante.

Sin embargo, a partir de la Ley N°26.095, se han creado varios cargos que sociabilizan las expansiones de transporte y distribución entre la demanda, aun cuando no resulte beneficiada directa o indirectamente.

Para la cogeneración los costos de cargos de expansiones en el mediano y largo plazo, o en un caso de un proyecto determinado, la necesidad de invertir para acceder a contar con disponibilidad de materia prima, implican incertidumbre o riesgo.

4.2.2 Formación de precios

El esquema integral de formación del precio del Gas Natural resulta un “precio administrado¹⁴” negociado anualmente, o eventualmente a pocos años vista, conlleva la incertidumbre de costos de la materia prima para cogeneración en el largo plazo.

La concentración de oferta ha determinado que la autoridad regulatoria establezca precios de referencia en el PIST / por cuenca y en city gate (punto de entrada de cada ciudad demandante) que incorpora los costos del servicio asociado al transporte. Esos precios referenciales obedecen a los acuerdos de precios al mercado interno entre el Gobierno y los productores, esencialmente por las necesidades de contar con volúmenes de producto que resulten asequibles en épocas de precios altos o, en épocas de precios bajos, se mantenga los niveles productivos requeridos para abastecer el mercado interno y no erogar divisas.

A diferencia de los generadores convencionales del MEM, donde CAMMESA ha hecho en los últimos 15 años las compras de combustibles¹⁵, los cogeneradores deben proveerse su propia materia prima, asumiendo el riesgo de transporte y distribución, y según el caso, la interrumpibilidad. Es esta variable la que determina el riesgo de disponibilidad de gas natural y eventualmente el precio del contrato de abastecimiento de producto.

Costos asociados a los servicios: si bien los servicios públicos de transporte y distribución son regulados, por ser monopolios naturales, el peso sobre la estructura de costos de un cogenerador suele ser variable en función a los parámetros macroeconómicos (competitividad de su proceso industrial) ubicación respecto de su demanda o mercado, entre otros.

¹³ Ley N° 24.076- arts. 16° y 30°.

¹⁴ Por precio “administrado” a los efectos del presente Informe se define, precio que no resulta de un mercado, sino que el esquema de formación de precio ha sufrido las intervenciones negociales del Estado, a partir de restricciones normativas, acuerdos, segmentación de demanda, subsidios u otros mecanismos.

¹⁵ Salvo en el período 2018/19 que se permitió la contratación directa a los generadores por vía de subastas



4.2.3 Ininterrumpibilidad y procesos de cogeneración

El hecho que el mercado gasífero funcione con “ininterrumpibilidad” es un problema para la cogeneración, sobre todo para la provisión de vapor a su proceso productivo.

En los años donde el déficit de gas natural en invierno fue importante (2008/12), se diseñaron esquemas de priorización de disponibilidad en función al tipo de productos y actividades de los demandantes de gas natural, y en algunos puntos se llegó hasta 60 y más días anuales de corte de suministro¹⁶.

La disponibilidad es afectada por la temperatura, demanda cautiva no interrumpible de la ubicación del demandante de gas natural y su propia actividad.

Cuando se redirecciona gas natural, los demandantes debe “revender” los volúmenes contratados en “*take or pay*” generándose un riesgo económico en el proceso, ya que si bien el precio “se volatiliza a la suba” las limitaciones de efectuar los *bypass* físicos en un sistema saturado limitan la oportunidad, sin contar el efecto adverso sobre los propios procesos.

5 SECTOR ELÉCTRICO

La estructura regulatoria del sector eléctrico¹⁷ y del MEM define la cogeneración y establece en su regulación las condiciones de acceso al SADI de esas máquinas, el régimen de despacho de cargas, la remuneración y los cargos administrativos (costo de acceso y gestión).

5.1 Estructura legal

5.1.1 Jurisdicción y competencias

El sistema eléctrico argentino está sometido a una múltiple jurisdiccionalidad. Mientras que las instalaciones en Alta Tensión, (132 kV y mayores) integradas al SADI junto a la generación vinculada a él, pertenecen al sistema y son de jurisdicción federal y de competencia regulatoria de la Autoridad Nacional – Secretaría de Energía de la Nación; los sistemas en tensiones de hasta 132 kV son de jurisdicción provincial¹⁸.

A su vez, como el comercio de energía es interprovincial resulta de jurisdicción y competencia federal la regulación del MEM, donde confluyen los actores oferentes y demandantes y los transportistas que vinculan a éstos.

Si bien existen excepciones de determinadas instalaciones que siendo de tensiones iguales o mayores a 132 kV son provinciales y no todos los sistemas locales son de jurisdicción provincial, el principio de segmentación jurisdiccional por materia y nivel de tensión o umbral de potencia es determinado por la normativa nacional¹⁹, plasmado en el Pacto Eléctrico Federal de 1989. En principio los sistemas de distribución son de jurisdicción provincial, salvo en el ámbito del Área Metropolitana Buenos Aires (AMBA), que desde la Ley Nacional N°14.772 y hasta 2019²⁰ fue considerado de jurisdicción nacional.

El umbral de capacidad para vincularse como oferente al MEM está determinado en “*Los Procedimientos*” - en adelante LP - Resolución N°61/92 y modificatorias, norma que regula el acceso, el despacho de cargas en el SADI y la administración de las transacciones económicas que se

¹⁶ Res SEN N° 409/08. Segmentación de Usuarios R.- Res. 694/09 Segmentación de usuarios P -Res SEN N° 1410/10 Procedimiento solicitud, confirmación y control de Despacho Res SEN° 172/2011: . Reglas de asignación y demás criterios establecidos por la Resolución SEN N° 599/11, Res MINEM N° 89/2016 y Res. ENARGAS N° 3833/16

¹⁷ Ley nacional N° 24.065 y complementarias

¹⁸ Local y provincial se usan en el presente Informe como sinónimos.

¹⁹ Hay provincias que habilitan la competencia municipal para los servicios de distribución.

²⁰ La ley de presupuesto faculto al Poder ejecutivo a arbitrar los medios para realizar el traspaso jurisdiccional de las concesiones de distribución al ámbito bipartito de la CABA y PBA.



efectúan. Por determinación regulatoria no actúan dentro del MEM las instalaciones de generación menores a 1 MW y 0,5 MW en caso de ser renovable (Anexo 12 y 39 de LP).

La siguiente Figura muestra la jurisdicción y organismos competentes del sector eléctrico argentino.

Subsector	Actividad	Jurisdicción	Competencia principal
Hidrocarburos	Exploración	Nacional *	PE provincial Ministerios o Secretarías Provinciales
	Explotación	Nacional*	PE provincial Ministerios o Secretarías Provinciales
HC Sólido - carbón	Exploración y Explotación	Cod. Minería - provincial salvo YCRío Turbio	Sec. Minería de la Nación
HC líquidos	Transporte	Nacional	Secretaría de Energía de la Nación
	Industrialización	Nacional	Secretaría de Energía de la Nación
	Comercialización	Nacional	Secretaría de Energía de la Nación y Sec. Comercio
Gaseosos	Transporte	Nacional	Secretaría Energía (Nación) + ENARGAS
	Distribución	Nacional	Secretaría Energía (Nación) + ENARGAS
	Subdistribución	Nacional	Secretaría Energía (Nación) + ENARGAS
	Comercialización	Nacional	Secretaría Energía (Nación) + ENARGAS
Energía Eléctrica	Generación	Desregulada/ si conecta al SADI se somete a la regulación nacional	Secretaría de Energía (Nación) - ENRE permisos acceso al SADI
	Transporte	Nacional	Secretaría Energía (Nación) + ENRE permisos acceso
	Distribución	Local/Provincial en tensión de 132kv y menos	Provincia. Excepto AMBA
	Generación Distribuida	Provincial	PEN - auintidad pcial.

Figura 2 - Esquema de jurisdicciones y competencias del Sector Energético argentino
Fuente. Elaboración propia

Las instituciones de regulación en el MEM son:

- ✓ La Secretaría de Energía de la Nación (SEN), que tiene a su cargo la política eléctrica, prospectiva y la regulación “primaria” del sector: condiciones de acceso, despacho y mercado, fijación los Precios Estacionales²¹.
- ✓ El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) tiene la regulación “secundaria”, determinación de tarifas de las concesiones federales, fiscalización de las actividades de agentes del MEM (generadores) y actividad jurisdiccional: resolución de controversias entre agentes del MEM, además de otorgar los permisos de acceso al SADI.
- ✓ El Organismo Encargado del Despacho de Cargas (OED), la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), si bien no es una institución regulatoria, ha pasado en las últimas dos décadas a ser un actor importante del sector. Si bien solo establece el ranqueo de despacho de cargas, ordena la operación del SADI y administra las transacciones resultantes del mercado, registrando y liquidando las operaciones y los contratos registrados del Mercado a Término (MAT), también licita la compra de combustibles para la generación térmica, es *off taker*²² de todos los contratos

²¹ Precios promedios ponderados que pagan las demandas cautivas de los sistemas de distribución de potencias menores a 300 kW. (hoy precio subsidiado, desde 2002).

²² Contraparte contractual, por cuenta y orden de la demanda, según las instrucciones impartidas por la SEN. Ver resoluciones MINEM N° 21/16, 19/17, 71/16 RENOVAR, entre otras.



ordenandos por la SEN en virtud de los programas de promoción para ampliar oferta de generación e incluso ha sido contraparte iniciadora en expansión de gasoductos.

Definición de la cogeneración en la regulación

Los Procedimientos definen al cogenerador del siguiente modo: “Se considera Cogenerador a aquel que genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento.”²³

La regulación lo diferencia del autogenerador a quien define como: “...consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios”²⁴. Los requisitos de acceso al sistema, lo define como demandante, mientras que al cogenerador claramente como oferente.

Si bien es la definición de cogeneración es amplia, regulatoriamente, plantea para la tecnología de cogeneración una segmentación con un tratamiento regulatorio diferencial dada por la disponibilidad media anual declarada (más del 50% o menos). En ambos casos puede ser vapor más electricidad, diferenciándose por el porcentaje de potencia media anual a volcar al SADI.

Cabe señalar que la diferenciación que hace la regulación no es en virtud de la tecnología sino de la disponibilidad de potencia que registra el MEM.

En el MEM hay solo cuatro (4) cogeneradores: son grandes demandantes de vapor que no compran energía o potencia en el MEM, solo entregan al MEM, mientras que los autogeneradores son potencias más pequeñas que compran y venden al MEM según sus requerimientos.

En el presente Informe asumimos como cogenerador a quien dispone de una máquina de cogeneración, independientemente de su encuadre en el MEM, como como autogenerador.

5.1.2 Multijurisdiccionalidad eléctrica por umbral de capacidad instalada - Normativa aplicable

El acceso de la cogeneración al MEM también queda segmentada por umbrales de potencia que hace aún más difícil la penetración. Toda instalación < a 1 MW queda excluida del MEM, y debe despachar al sistema de distribución, donde no hay mercados formales abiertos²⁵, salvo normativa particular que pueda emitir expresamente la jurisdicción de vinculación.

La normativa de Generación Distribuida - en adelante GD - Ley Nacional N°27.424 y supletoria, la segmentación está determinada por: (i) tecnologías: de fuente renovable (ii) potencia máxima para la obtención de beneficios promocionales 300 kW, con la limitación que no puede en cada caso superar la potencia contratada de cada usuario que se conecta, por sobre la cual requiere autorización expresa del distribuidor. Sin embargo, normativa de segundo orden de la dirección de Generación distribuida - Res. Dirección GD N° 314/18, reconoce a usuarios menores a 2 MW la facultad de conectarse y verter al sistema de distribución, valorizando la energía vertida a Precio Estacional y con las limitaciones técnicas impuestas.

La Ley de Generación Distribuida y sus beneficios no aplican a la cogeneración mayor a 300 kW, y a la menor solo a la de fuente renovable: biomasa. Las potencias menores a 1 MW y mayores a 300 kW con aprovechamiento de cualquier fuente y menores de 300 kW térmicos representan un vacío regulatorio que se entiende, debe ser resuelto dentro del ámbito de la distribución (jurisdicción y competencias locales).

La siguiente Figura esquematiza la regulación aplicable a las tecnologías de cogeneración.

²³ Anexo XII de Los Procedimientos

²⁴ Anexo XII de Los procedimientos

²⁵ Mendoza reciente régimen de Recursos Energéticos Distribuidos N° 9028, pero no hay en la práctica un mercado de energía provincial.



Potencia	Sistema al que inyecta	Regulación aplicable	Competencia	hay norma?
> 1 MW toda tecnología	Distribución o transporte	MEM	SEN - ENRE	si
renovables intermitentes > 0,5 MW	Distribución o transporte	MEM	SEN - ENRE	si
< 1 MW o 0,5 renov. Intermitente	Distribución	Pcial. O nacional si es Edenor o Edesur	provincial o ENRE en AMBA	no

Figura 3 - Esquema de normas aplicable según potencia y fuente
Fuente. Elaboración propia

5.1.3 Tramites y costos propios del acceso al SADI y al MEM.

5.1.3.1 Los Procedimientos establecen el cumplimiento de requisitos administrativos de acceso al SADI y al MEM

- (i) Se requiere obtener la “calidad” de Agente del MEM cogenerador/autogenerador (y también como demandante Gran Usuario para estos últimos),²⁶ autorización administrativa emitida por la Autoridad nacional (Secretaría de Energía de la Nación), que autoriza a operar en el MEM. Relaciona a la persona jurídica/ o humana que es titular de la instalación, con la actividad que desarrolla en el MEM, autorizando la misma. El proceso verifica los aspectos ambientales y técnicos de instalación e implica una declaración jurada del solicitante a respetar las normas operativas y económicas. El trámite culmina con un acto administrativo (resolución) de la SEN.
- (ii) Proceso administrativo de Acceso a la Capacidad de Transporte del SADI y/o PAFTT. Es un procedimiento por el cual se otorga el permiso de acceso físico al SADI. Lo efectúa el Agente al que la planta de cogeneración se conecta: distribuidora o transportista ante el ENRE, especificando punto de conexión potencia y demostrando la conveniencia técnica y económica para el Sistema Nacional. Este permiso, denominado Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública (CCNP), además debe contar con el aval técnico del Organismo Encargado del Despacho (CAMMESA), para lo cual, además de los detalles técnicos de instalaciones, requiere estudios eléctricos que simulen el comportamiento de las cargas en el punto de conexión en condiciones normales y de falla²⁷. Si bien el permiso es tramitado por el Agente transportista (o quien cumple la función de tal) la carga de costos y del impulsar el procedimiento: tanto estudios eléctricos, como permisos ambientales, y proyecto técnico le corresponde al cogenerador solicitante del acceso.
- (iii) Si la conexión requiere de modificaciones sobre instalaciones del SADI, se debe obtener el permiso de Ampliación de las Instalaciones del SADI, permiso que, al igual que el anterior, tramita ante el ENRE y es gestionado por el Agente titular de la instalación del SADI. En la práctica el que tiene interés, y, por lo tanto, es quien impulsa los permisos.

Los costos asociados a estos trámites, juntamente con la adecuación de las instalaciones propias para el acceso y colocación de los sistemas SCADAS, SOTR y SMEC (gestión operativa, comunicaciones y medición comercial respectivamente) son parte del proceso de acceso, como la instalación de las D.A.G. y D.A.D. (desconexiones automáticas de generación y demanda respectivamente, estas últimas para autogeneradores²⁸).

²⁶ Anexo XVII de Los Procedimientos.

²⁷ Anexo XII, XVI y XVII de Los Procedimientos.

²⁸ El Anexo XII de Los Procedimientos supone que un cogenerador no demanda energía o potencia del SADI.



Además de los costos administrativos de acceso, el proyecto de cogeneración puede requerir de instalaciones que vinculen a la planta con el punto de conexión. En ese caso los costos se le asignan al proyecto de cogeneración: líneas en MT, transformación de subida de tensión, estaciones transformadoras, etc. Esas instalaciones pueden quedar de propiedad del cogenerador (y consecuentemente operadas y mantenidas por este o ser transferirlas al servicio público, lo que le permite recuperar parte de la inversión, pero, a su vez, se le aplica el principio de libre acceso a terceros y los esquemas de tarifación vigentes.

5.1.4 Regulación de acceso al MEM

El proyecto de cogeneración debe contemplar la tecnología operativa para incorporarse al MEM y sus operadores conocer las cargas y su comportamiento en el punto de conexión al sistema.

El Operador del Despacho de Cargas (CMMESA) requiere para que la planta de cogeneración opere en el SADI/MEM, debe:

- ✓ Estar vinculada con un punto de conexión con el SADI.
- ✓ Contar con una potencia instalada no inferior a 1 MW con una disponibilidad media anual no inferior al 50%. En caso de que tenga una disponibilidad menor a ese porcentual debe inscribirse como autogenerador.
- ✓ Definir el consumo específico para la producción de energía eléctrica: definido por el consumo total de la máquina menos el equivalente de la energía que se recupera bajo la forma de calor útil por cada kWh generado;
- ✓ Contar con un medio de comunicaciones e intercambio de datos con CMMESA, propio o contratado el servicio a terceros, con medidores y registradores de acuerdo con las normas vigentes para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) ²⁹y el Sistema Operativo en Tiempo Real (SOTR)
- ✓ Debe contar con el SOD (Sistema de Operación de Despacho).
- ✓ Contar con DAG y DAD, esto último si es autogenerador.

Requerimientos técnicos de operación

El cogenerador al ingresar la MEM debe indicar a CMMESA la cantidad y tipo de máquinas, su potencia y consumo específico, tipo de combustibles que puede consumir, y su disponibilidad media anual.

Los cogeneradores, sea que realicen intercambios, compra y/o venta al MEM, deben cumplir los programas diarios y horarios de carga y las directivas de operación en tiempo real de CMMESA, salvo cuando las mismas pongan en peligro la seguridad de su personal y/o instalaciones.

Como oferentes:

- ✓ Deben cumplir con los mismos requerimientos técnicos establecidos para los Generadores del MEM (disponibilidad de reactivo, regulación de frecuencia, sistemas de medición en tiempo real, etc.) y estarán sujetos a las mismas penalidades y descuentos por no proveer esos servicios.
- ✓ En su condición de generadores con potencia firme deberán cumplir con el diagrama de potencia- energía capacidad P-Q declarada, o el estimado por CMMESA en caso de no contar con la información.
- ✓ En condición de generador con potencia no firme, su cos phi deberá estar entre 0,85 inductivo y 0,97 capacitivo, (de acuerdo con los requerimientos del sistema de transporte o distribución).

Como demandantes:

²⁹ De las características de Generadores- Anexo XXIV, es decir que midan servicios auxiliares



Deben cumplir con los límites de cos phi que se requieren en el Anexo IV de Los Procedimientos para las demandas, de estar conectados al sistema de transporte, o el que fije el convenio de conexión o el contrato de concesión de estar conectado a un distribuidor.

5.1.5 Operatoria de despacho

Para operar el cogenerador debe informar todos los días, semanas y estacionalmente (al igual que todos los generadores³⁰), los valores potencia y energía - P y Q respectivamente - en barra de conexión y además lo que estiman demandar³¹ en su calidad de Grandes Usuarios (GU). Esa información debe ser transmitida a CAMMESA en tiempo y forma.

Oferta:

Semestralmente: Debe declarar, además de los contratos, haciendo una previsión de oferta:

- ✓ Su potencia máxima que prevé entregar, que se considerará su potencia máxima a generar para el MEM (P_{MAX}).
- ✓ Su oferta prevista de energía, de ser posible discriminada por períodos (pico, valle, etc.). De no suministrar información, se considerará que su oferta prevista para el período es cero.
- ✓ Contratos, si los hubiere.

Mensualmente: dentro del período estacional: el cogenerador con máquinas térmicas debe declarar su precio de combustibles (CVP) para dicho mes. El valor no podrá superar el máximo el Precio de Referencia correspondiente. De no suministrar esta información, CAMMESA considera que el precio requerido es cero. Las ofertas recibidas son incorporadas por CAMMESA a la programación semanal para su despacho (ranqueo).

Semanalmente: Debe declarar el mantenimiento de la potencia ofertada, o sea una previsión de por lo menos una semana de la evolución de su oferta al MEM. (Permite a CAMMESA evaluar en el despacho económico los costos de arranque y parada de máquinas que pueden representar la incorporación y posterior retiro de la oferta). Esta oferta es considerada como firme y representa un compromiso del cogenerador de cumplirla, dentro de determinada tolerancia³², de ser requerido por el despacho.

Para el despacho del MEM, la oferta la cogeneración es incluida como una máquina más del MEM con una potencia máxima horaria, de acuerdo con la oferta informada. Su costo "ranquea", de tratarse de generación térmica, por el consumo específico de la misma y el precio mensual de combustibles declarado o el máximo de referencia. Si no lo informa, se considera precio cero. Nótese que aquel cogenerador que requiere generar una cantidad de vapor para su proceso y ello le significa un excedente de energía que indefectiblemente debe despachar estará obligado de subdeclarar el CVP en algunos períodos con el objeto de garantizarse el despacho.

Si en la programación semanal estaba prevista su oferta, pero la oferta real diaria es mayor que la informada a nivel semanal, la potencia ofertada será considerada firme sólo hasta un 20% por encima de la ofertada en la programación semanal. Se entiende que vende excedentes de oportunidad sobre ese porcentual porque a CAMMESA no permite optimizar despachos del MEM.

Diariamente: podrá ajustar su oferta, informando a CAMMESA su oferta prevista, indicando la potencia ofertada discriminada por día y horario. De no recibir esta información, se considera que no prevé vender en dicha semana y que se mantiene la oferta indicada en la programación semanal. Diariamente CAMMESA envía al cogenerador que haya ofertado excedentes, su programa horario de entrega previsto para el día siguiente en su punto de conexión al MEM resultado del despacho realizado. Ello significa que el despacho de generación es considerado como "day ahead".

³⁰ Anexo X de LP.

³¹ Saldo neto de energía previsto, y precio de venta requerido.

³² El criterio de tolerancia depende del nodo de conexión y las condiciones operativas de éste.



5.1.6 Costos de administración y cargos del MEM

Otorgado en acceso, el agente MEM afronta los costos de administración del MEM como Agente cogenerador y Gran Usuario cuando requiere energía del sistema.

5.2 Aspectos Comerciales

El cogenerador puede vender al MEM su producción de energía eléctrica sobrante de la requerida para la producción de vapor u otro tipo de energía que requiera para su proceso productivo recibiendo su oferta un tratamiento similar a la de un generador agente del MEM.

Como vendedores (oferentes), la regulación les permite establecer contratos de abastecimiento en el Mercado a Término³³ con Distribuidores y Grandes Usuarios cumpliendo con la normativa del MEM y deben establecer una metodología que permita cuantificar los programas horarios de potencia comprometida a nivel estacional, semanal y diario.

Las compras y ventas en el Mercado Spot por los faltantes y/o sobrantes que resulten de dichos contratos serán administrados por CAMMESA con las reglas del MEM.

5.2.1 Remuneración por ventas de potencia y energía al MEM

En cada hora, la remuneración de un cogenerador resultará:

- ✓ vendiendo al MEM: si está disponible y despachado; cobra “spot” horario cuando entrega potencia y energía al MEM (descontando contratos si los hubiera)
- ✓ sin transacciones con el MEM si está indisponible para el MEM y no resulta despachado.

Toda modificación en los compromisos contratados entre cogenerador y otros Agentes del MEM debe ser comunicada a CAMMESA previo a su entrada en vigencia, dentro de los plazos que correspondan.

La remuneración que recibirá cada hora por su venta al Mercado Spot (hoy limitado por la Res. SEN N°31/2020) se calculará con dicha potencia excedente y el precio al que será remunerado dependerá de si la potencia entregada se considera o no firme respecto del MEM.

Remuneración por potencia:

La potencia firme vendida al MEM por el Cogenerador será remunerada por su energía al precio horario de energía en el nodo, y por su potencia al precio horario de la potencia.

La potencia no firme vendida sólo será remunerada por la energía al correspondiente precio horario de nodo de la energía.

Es potencia firme vendida la potencia sobrante entregada al MEM por dicho agente que cumple los siguientes requisitos:

1. Estaba prevista en la programación semanal su venta de potencia para dicho día.
2. La potencia es, a lo sumo, 20% superior a la ofertada para dicho día en la programación semanal. Para cada día se considerará como potencia no firme vendida a la potencia entregada al MEM por dicho agente que no cumple los requisitos de firmeza (tolerancia del 20% respecto de la programación semanal).

Calificación	Potencia	Energía	Cargo conexión al SADI	PAFTT	Cargos MEM	Transporte
--------------	----------	---------	------------------------	-------	------------	------------

³³ Ver punto 3.2.- limitación normativas actuales en el MEM



Cogenerador	declarada + 20%	por CVP	si al sistema de tte. Si conecta al tte	paga al sistema de distribución si se conecta al mismo.	si - como demandante y oferente	Si, como demandante
Autogenerador	despachada a Valor Medio	por CVP	si al sistema de tte. Si conecta al tte	paga al sistema de distribución si se conecta al mismo.	si - como demandante y oferente	Si, como demandante
Generador distribuido Res SEN 269/07	si, como demandante	netea entre producido y demandado, las diferencias las adquiere como GU	si al sistema de tte. Si conecta al tte	paga al sistema de distribución si se conecta al mismo.	si - como demandante y oferente	Si, como demandante

Figura 4 - Esquema de remuneración de la cogeneración
Fuente. Elaboración propia

5.2.2 Compras de energía y potencia - Demandas faltantes

Los Procedimientos asumen que un cogenerador no requiere potencia o energía del MEM y solo los autogeneradores compran en el MEM.

Junto con la información para la programación estacional el autogenerador debe enviar a CAMMESA:

- ✓ Su potencia máxima prevista comprar, que se considera como potencia declarada (PDECL);
- ✓ Su demanda de energía prevista comprar (DEMMEM), o sea el faltante para cubrir la demanda descontada su autogeneración de ser posible discriminada por períodos (mensual, semanal, pico, valle, etc.). De no suministrar información para la programación estacional, CAMMESA considera que no prevé comprar en dicho período.

Semanalmente: el cogenerador debe actualizar la información de potencia y dentro de los plazos establecidos para el envío de datos para la programación semanal, debe informar la curva de demanda prevista, discriminada a nivel diario y por períodos (banda horaria). De no recibir esta información, CAMMESA considera que no comprará esa semana.

Diariamente: se repite el proceso. De presentar una solicitud de compra diaria quien haya informado una previsión de compra para dicho día en la programación semanal, CAMMESA está obligada a aceptarla y debe cubrir los requerimientos de compra siempre que exista excedente de oferta en el MEM para cubrir la demanda requerida y sea a técnicamente factible. En caso de riesgo de falla y/o déficit en el MEM y/o en el área en que se encuentra el requerimiento de compra horaria no podrá superar su potencia declarada. De aplicarse restricciones a la demanda, el déficit en el MEM se repartirá entre los compradores del Mercado Spot en el área involucrada en forma proporcional a su compra requerida volumen menos el porcentaje de restricción).

Un cogenerador que no esté previsto como comprador un determinado día en la programación semanal podrá enviar al OED, dentro de los plazos establecidos para la programación diaria, la curva de demanda horaria requerida. CAMMESA debe rechazar el pedido si existe riesgo de falla y/o restricciones en el suministro. De ser una semana sin riesgo y existir el excedente requerido, podrá rechazar el pedido de resultar que modifica el precio spot medio diario respecto del previsto en más del 5%³⁴.

³⁴ Si bien es una restricción, es difícil que ello se presente en el MEM, salvo que por razones técnicas se esté ante precios locales.



Para el despacho del MEM, los requerimientos de compra se incluirán como una demanda más. CAMMESA envía diariamente a quien haya requerido comprar en el MEM, su programa horario de energía a abastecer en su punto de conexión al MEM.

La energía será facturada con el correspondiente precio horario de la energía en su nodo. El pago por potencia se hará a través de un cargo fijo mensual que quedará definido en la programación estacional. (potencia a la demanda).

A su vez, de resultar de sus compromisos en el Mercado a Término un faltante por ser su entrega al MEM inferior a la potencia a abastecer según sus contratos, se considerará que compra para su contratante dicho faltante (energía y potencia) en el Mercado Spot al precio horario en el Mercado.

El pago potencia demandada del sistema: el cargo fijo por potencia demandada es calculado de manera análoga que un Grandes Usuarios.

Los restantes costos del MEM los paga como demandante. Los cargos fijos son calculados del modo indicado en los Anexos 18, 19, 27 y 28³⁵ de Los Procedimientos, según corresponda.

5.3 Modalidad de Despacho

Si bien Los Procedimientos no han sido modificados, normas transitorias establecen cambios sustanciales que repercuten sobre la operatoria y la remuneración de los Agentes. Entre ellos:

- ✓ Se efectúa el ranking de despacho, pero no se paga el precio spot horario, sino el costo operativo de cada máquina (máquina térmica amortizada), y, por ende, no se les remunera el capital. El esquema impuesto por la Res. SEN N° 31/2020 y la determinación de costos operativos por parte de CAMMESA, implican quitar volatilidad al precio de energía y costo de oportunidad a los oferentes.
- ✓ No aplican los factores nodales, por lo que no hay precios nodales.
- ✓ No hay autorización para celebrar contratos entre Agentes en el MAT, salvo los establecidos por la SEN (ver punto 3.5.1)

CAMMESA compra combustibles para generación, pero no para como autogeneradores.

5.4 Transporte y distribución

5.4.1 Criterios regulatorios para la expansión

a)) Distribución

El principio de las regulaciones eléctricas es que es la prestataria del servicio de distribución quien asume la obligación de la expansión de su sistema (art. 25° inc. a) b) y concordantes de los contratos de concesión federales³⁶, con derecho a traspasar el costo a tarifa³⁷ receptado por varias regulaciones provinciales (PBA, Mendoza, San Juan, San Luis, Río Negro, Entre Ríos, entre otros).

El esquema de regulación inicialmente preveía que el crecimiento vertical y horizontal de demanda de la concesión debía ser provisto por la empresa eléctrica, incluso aguas arriba, es decir, que respondía por la capacidad de la cadena de abastecimiento (incluso transporte). Por ello gran parte de los esquemas regulatorios provinciales con regulación por incentivos, la distribuidora disponía para ello el mecanismo de contratación de potencia y energía en el llamado Mercado a Término (MAT) con garantía de abastecimiento. La señal sancionatoria por Energía No Suministrada (ENS) estaba establecida en relación con el volumen de demanda desabastecida y el porcentual de la

³⁵ Suspendida la aplicación por res SGE N° 02/2019. Ver punto 3.3.2.- del presente Informe

³⁶ Idem San Luis, Mendoza, Salta, San Juan, PBA, Río Negro, Tucumán, Jujuy, entre otras.

³⁷ Según el esquema de regulación adoptado por la Jurisdicción puede ser en términos de incentivo o de costo medio total por planificación (tradicional).



misma. En las provincias con regulación tradicional la empresa – estatal o privada - desarrolla su plan de inversión y se traslada a tarifa o lo afronta con el erario público.

Las tarifas en ambos casos incluyen los costos de la expansión de las redes de distribución, y, por ende, sean clientes de la distribuidora o recurran al MEM para la compra de los faltantes. Es decir, la regulación provincial de distribución no contempla el servicio interrumpible, mientras que en la regulación federal está expresamente previsto (Anexo XXVIII—28- de Los Procedimientos)³⁸.

Además, el sector eléctrico tiene mecanismos de expansión de carácter solidario de larga data. El Fondo Federal de Energía Eléctrica para expansiones y compensaciones tarifarias – subsidios- establecidos por la Ley N°15.336 y el art.70° de la Ley N°24.065, que en febrero de 2019, representaban \$80/MWh³⁹, permitían redistribuir ingresos en el sector destinados a expansión en áreas donde la inversión empresarial no es rentable (FEDEI) y a subsidiar determinados consumos (FCT).

b)) Transporte

La remuneración del transportista no incluye la expansión. Ello ha derivado en que las expansiones las planifica y atiende el Estado nacional con el erario público, con cargos a la demanda o acumulando diferenciales de restricciones por precios locales. Es una incertidumbre el impacto que la decisión estatal por ampliaciones de transporte puede tener respecto del costo para los demandantes sea en EAT o Troncal.

5.4.2 Tarifas

a)) Tarifas de distribución.

Si la cogeneración utiliza tanto para comprar como para vender el servicio de red de un distribuidor debe pagar por el servicio (de peaje), que como lo vincula con el SADI/MEM es denominado Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT).

Existe una dispersión de criterios tarifarios en las provincias, dependiendo del esquema de regulación: algunas aplican Precios máximos (Price Cap) otras Costos Plus (Medios totales), pero en general son las tarifas de las grandes demandas las que cargan los costos de infraestructura, mientras que las pequeñas demandas asumen costos variables y parte de los de explotación.

Si la Provincia ha adherido a los principios tarifarios de la Ley N°24.065 y cumple con las revisiones tarifarias, es autorizado por la Secretaria de Energía de la Nación a aplicar las tarifas de PAFTT a valor local- Res. SEN N° 672/06-, caso contrario se aplica las tarifas calculadas por el ENRE siguiendo la metodología de determinación de tarifa federal -Resolución SEN N° 396/04-.

Estas normas le dan lugar a determinar y aplicar las tarifas locales a los peajes. Algunas provincias aplican peaje por el tráfico de electrones en ambas direcciones, inyectados al sistema y tomados del mismo, mientras que otras solo en una dirección. A pesar de que la Res. MINEM N° 1085/17 estableció que el transporte lo paga la demanda y no la oferta, algunas jurisdicciones siguen cobrando peajes en ambos sentidos, lo que es una importante barrera en aquellas provincias donde esos servicios son una parte importante de los costos que asume la generación en términos generales, pero especialmente el cogenerador (en varias provincias del orden US\$ 15/MWh o más en febrero de 2019, al momento del congelamiento).

La regulación federal permitía hasta la publicación de la Resolución SEN N° 2- 2019, la opción del demandante agente del MEM de optar por servicios de PAFTT firme – Anexo 27 de Los Procedimientos o no firmes- Anexo 28-. En el primer caso paga los costos de capital, pero es la prestadora quien debe correr con los costos de expansión del sistema mientras que, en el segundo, paga los

³⁸ Aplicación suspendida por Res. SGE N°2,7 y 22/2019.

³⁹ Al tipo de cambio de entonces US\$ 2,17/MWh. Referimos este tipo de cambio porque a partir de entonces se congelaron los aumentos de Precios Estacionales en el MEM y en algunas jurisdicciones de tarifas.



costos de explotación y comerciales, pero, de requerir ampliación de capacidad, es el usuario demandante quien afronta la misma.

b)) Tarifas de transporte

Si bien a los efectos del cálculo de costos del transporte en el MEM se efectúa a través de la identificación de beneficiarios, la demanda no lo percibe porque se ha “estampillado”⁴⁰ todos los costos de transporte de la oferta a la demanda de cada concesionario sean en Extra Alta Tensión -en adelante EAT- y Alta Tensión o transporte troncal (si la región a la que se vincula el cogenerador tiene transportista en Alta Tensión igual o superior a 132 KV y menor de 400KV) en adelante Troncal.

Conforme la Res. MINEM N° 1085/17, norma que establece una estampilla por el costo de transporte en EAT y otra por transporte troncal, en su carácter de oferente el cogenerador abona solamente el cargo por conexión fijo mensual relacionada con la capacidad a disposición en el punto de conexión. Desde ese punto, toda la demanda paga el servicio de transporte federal en EAT y Troncal, en caso de corresponder, por unidad demandada (MWh).

Como demandantes los cogeneradores pagan la tarifa de Transener SA – EAT - y a la transportista troncal a la que se vinculan (en Córdoba, Santa Fé, La Pampa y San Luis directamente a la distribuidora).

Esos cargos a febrero de 2019 (pre-congelamiento) era aprox. US\$ 2,2 /MWh en el caso de Transener S.A. y entre US\$ 2, 00 y 2,8/MWh en las troncales, según región.

5.5 Costos MEM asociados a cargos diversos.

Los autogeneradores, como demandantes pagan el cargo del Fondo Federal de Energía Eléctrica por energía demandada- en adelante FNEE- establecido en el art. 70° de la Ley 24.065. A la fecha son \$ 80/MWh, (último aumento de febrero de 2019) aunque la Ley N° 25.957 establece que tiene un mecanismo de actualización automática, no se ha aplicado⁴¹.

Además de la potencia y energía CAMMESA cobra cargos específicos cuyo destino son repago de inversiones estatales en materia eléctrica. Tal es el caso del FONINVEMEM – Resolución SEN N° 1866/2005- . Como demandantes los cogeneradores pagan esos cargos.

5.6 Contratos y cargos a las demandas.

5.6.1 Mecanismos de Contratación.

El Mercado a Término regulado en Los Procedimientos es un esquema de contratos bilaterales entre agentes oferentes y demandantes de carácter financiero, que, registrados en CAMMESA, quien los administra separadamente del despacho de cargas, contrastando curvas de cargas comprometidas por la oferta, despacho de ese oferente y precios horarios de las curvas en comparación con los precios acordados contractualmente.

Las características salientes de los contratos es la garantía de abastecimiento, por lo que el oferente responde ante restricciones de entrega en el punto de demanda.

Desde 2003 se ha desalentado la contratación entre partes en el MEM y la Res. SE N° 95/13, la prohíbe, salvo los mecanismos que, como política pública, ha habilitado el Estado nacional a través de contratos de abastecimiento -PPAs- donde el *off taker* es CAMMESA (Res. N° 21/2016, 19/17 y el Programa Renovar, 108/11 entre otros) y cuyo costo se traspasa a las demandas.

En los últimos 20 años la Autoridad nacional solo en dos oportunidades permitió los contratos entre privados: con la Res. SE N° 1281/06 y con el MATER Res MINEM N° 281/17. Esto implica que, si

⁴⁰ Estampilla: esquema en que todo demandante paga el cargo por transporte independientemente del beneficio, las instalaciones a disposición o las pérdidas de su nodo.

⁴¹ Ley nacional N° 25.957. El monto fue actualizado en 2018 y desde entonces no se actualiza.



bien LP contemplan el mecanismo, hay limitación real de contratación entre privados y, por ende, contar con garantía de abastecimiento.

5.6.2 Diseños regulatorios para promoción de renovables: “MATER”

La Ley N°27.191 de promoción de generación a partir de fuentes renovables, habilitó la Resolución MINEM N° 281/17 de promoción de contratos entre privados de oferta renovable. La norma establece que los Grandes Usuarios del MEM, deben contratar el 20% de su demanda de fuente renovable, a través del Mercado a Término. Si así no lo hicieren, la proporción de demanda se le traspasa el costo de las llamadas “compras conjuntas” que son el promedio mensual de los contratos que CAMMESA tiene con los generadores del Programa Renovar y otros contratos de Abastecimiento de fuente renovable.

Obviamente, la excepción a esta imposición es la cogeneración a partir de biomasa, que, por ser renovable no le resulta de aplicación la obligatoriedad de las Compras Conjuntas. Al resto de los autogeneradores le es aplicable en su calidad de demandante del MEM.

5.6.3 La limitación de la autogeneración distribuida

La Resolución SEN N° 269/08 considera la posibilidad que una misma persona jurídica genere en un punto del sistema y consuma en otro, como modo de optimizar el abastecimiento. Sin embargo, esta opción requiere que el “oferente” y “demandante” tengan la misma identificación tributaria (CUIT) lo que limita enormemente las posibilidades de la figura jurídica en relación con la cogeneración, ya que impide vender a terceros, aun del mismo grupo económico, asociarse con terceros y valorizar la venta de energía eléctrica dentro del MEM.

6 TECNOLOGÍAS

En las instalaciones de cogeneración, las tecnologías empleadas en la generación de electricidad y calor son por lo general las mismas que utiliza el parque de generación termoeléctrico del país. Se trata de turbinas de gas, motores de combustión interna, turbinas de vapor, recuperadores de calor, calderas, intercambiadores de calor y bombas, entre los principales.

La principal diferencia con una central termoeléctrica pasa por los objetivos de producción, ya que la cogeneración además de generar electricidad produce calor útil. Es esto lo que permite maximizar el uso de la energía disponible en el combustible y por ello se alcanzan eficiencias *globales* superiores de la de los ciclos combinados más modernos; una cogeneración llega a rendimientos del 80-90% e inclusive puede superarlos, mientras que un ciclo combinado podría llegar a una eficiencia del 55%, en el mejor de los casos.

Para alcanzar altos rendimientos la cogeneración debe hacer uso de la tecnología más eficiente y además debe contar con un muy buen diseño (que le permita maximizar la recuperación de la energía residual). Se requiere una muy buena caracterización de la demanda térmica y, en base a esta, se desarrolla el proyecto de cogeneración.

7 IDENTIFICACIÓN DE BARRERAS

7.1 Estructura Regulatoria

Analizando las normas federales que rigen la regulación de acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y de despacho de cargas y administración del Mercado Eléctrico Mayorista, las normas ambientales de aplicación, las normas del sector gasífero, la regulación industrial, de ordenamiento territorial, y normas fiscales nacionales y provinciales, como así también las normas provinciales del sector eléctrico, las barreras identificadas son las que se enumeran a continuación.



7.1.1 Jurisdicciones y competencias

7.1.1.1 *La separación de los reguladores de gas natural y electricidad*

En el país desde el inicio del proceso de desregulación, el desarrollo de la regulación y las estrategias regulatoria de los productos y servicios asociados al gas natural y la electricidad no tuvo ni tiene, una estrategia común para el abastecimiento, ni para la formación de precios que permita lograr una sinergia a la hora del diseño de políticas públicas.

Mientras que la regulación del gas natural se ha centrado en optimizar el uso de ductos, que garantiza el ingreso de los prestadores del servicio de transporte y distribución, pero también de los productores con la expansión de ductos hacia donde hay demandas de flujo permanente⁴² los criterios de la regulación eléctrica, mucho más extendida en términos cobertura tienen como prioridad la cobertura y la universalidad del servicio.

La duplicidad en la regulación entre el sector gasífero y eléctrico y falta de unificación de criterios limitan estrategias comunes en relación con la cogeneración.

7.1.1.2 **Diferentes criterios de tarifación.**

Tanto las tarifas eléctricas como gasíferas están compuestas por un “pass-through” de precio de producto, regulado por la autoridad nacional (de distinto modo en gas natural que en electricidad), más los Valores Agregados de Transporte – en adelante VAT- que representa la tarifa de servicio de transporte (en ambos servicios sin obligación de expansión por parte de las prestatarias), a los que se adicionan los Valores Agregados de Distribución (VAD), regulados en el sector gasífero por la Autoridad Federal⁴³, con los mismos criterios en todo el país, mientras que para la electricidad cada provincia tiene su propia regulación (en algunos casos delegada en los Municipios). Aun cuando todas han adherido a los principios de la Ley N°24.065⁴⁴, no así a los esquemas de regulación de tarifas.

Mientras los criterios de la regulación y tarifación en el sector gasífero son centralizados en un único regulador federal, en el sector eléctrico el diseño institucional y normativo asigna jurisdicción y competencia a las provincias, que aplican diferentes esquemas de regulación.

Según el punto de conexión al sistema de distribución, son diferentes los requisitos de acceso y los esquemas tarifarios de distribución. No todas las provincias cuentan con organismo de regulación y control. En esos casos el organismo de la administración central con competencia energética o es directamente la empresa pública de energía.

Corresponde señalar que los costos propios de distribución eléctrica son, al menos el 50%, de la tarifa media final para los demandantes de menos de 300 kW y para los mayores de 300 kW entre el 20 y 40%, (dependiendo del factor de utilización y la distribuidora).

Esta dispersión de esquemas de tarifación eléctrica dificulta los procesos de toma de decisiones de potenciales cogeneradores, porque deben entender el marco federal y el local y afrontar las incertidumbres que ambos plantean.

7.1.1.3 **Institucionalidad**

La institucionalidad es importante para el diseño de una política pública eficaz. Los cambios de criterios regulatorios y las estrategias para abordarlos relacionados con la generación han variado pendularmente en los últimos 20 años.

⁴² La demanda industrial es más estable en el período anual mientras que las pequeñas demandas tienen gran estacionalidad y variación en las zonas templadas (ubicación de la mayor concentración poblacionales y de demanda).

⁴³ Secretaría de Energía de la Nación- SEN- y ENARGAS. Ver. Stakeholders.Punto 1 del presente Informe

⁴⁴ La Pcia de La Pampa mantiene la Norma de Facto N° 1101/82, y sólo ha adherido a las normas de despacho y del MEM, reservándose las tarifarias.



Además, no todas las provincias poseen instituciones de regulación para diseñar políticas públicas sectoriales. En general, salvo excepciones siguen los lineamientos nacionales. En otros casos, aun contando con instituciones de la regulación tienen una fuerte dependencia del poder político, ya sea porque son nombrados directamente por el Gobierno o dependen financieramente.

7.1.1.4 Falta de marco normativo específico en los sistemas provinciales.

Las regulaciones provinciales no tienen desarrolladas normas regulatorias para el acceso de la cogeneración. En general, cuando se conectan lo hacen con las condiciones de acceso requeridas por el SADI como cogenerador y son despachados por CAMMESA.

Debajo de la potencia umbral del MEM - 1 MW - debieran despachar en el sistema provincial y con normas provinciales, pero no hay normas que permitan valorizar esa energía sino con el precio al que las distribuidoras compran al MEM.

En las provincias, en general, no hay regulación para la operatoria de los sistemas provinciales ni funcionan mercados locales de energía institucionalizados. Tampoco hay normas de despacho de cargas (solo de abastecimiento) y los reguladores no se ocupan de regular las condiciones operativas de las redes de AT, MT o BT.

Esto es una desventaja para la penetración de la cogeneración de potencias menores a 1 MW, ya que el vacío normativo impide valorizar energía inyectada, y eventualmente, mediante la figura de generador distribuido, solo lo podría valorizar a Precio Estacional.

7.1.1.5 Multijurisdiccionalidad. Carga tributaria diferencial⁴⁵

En el Gas Natural, además de la carga impositiva, hay cargos establecidos por la Ley para subsidios regionales: consumos región patagónica Ley N° 25.565 y cargos específicos aplicados a toda la demanda, por expansiones, que suelen ser diferentes según el sistema de distribución o punto de conexión.

Los usuarios eléctricos del MEM y/o de una distribuidora afrontan la carga fiscal sectorial determinada por cada jurisdicción a la que se encuentran conectados.

En gran parte de las jurisdicciones provinciales la demanda de electricidad paga, además de las Contribuciones Municipales (rondan el 6% en varias provincias y el las distribuidoras federales), otros impuestos y cargos específicos (caso el FREBAFITBA en Provincia de Buenos Aires, impuestos municipales relacionados con los consumos: en algunos municipios del AMBA, las cooperativas cobran otros cargos, amparadas por las normas de protección al cooperativismo, fondos provinciales de expansión, lucha contra el fuego, etc. entre otros).

En materia estrictamente impositiva, cada jurisdicción provincial tiene derecho a establecer las alícuotas del Impuestos a los Ingresos Brutos – en adelante IIBB- y el esquema de percepción, lo que repercute en los costos finales de abastecimiento.

Esta dispersión hace que el costo final por unidad de volumen sea diferente en GN y electricidad para la cogeneración, y varía por punto de conexión, volviendo más complejo el análisis y la toma de decisiones pues requiere desentrañar la estructura regulatoria sectorial y su carga tributaria asociada.

Esas diferencias también implican que las estructuras tarifarias resultantes son diferentes en las regulaciones eléctrica y gasífera pues conllevan diferentes componentes de costos estructurales, por lo que cambian en las estructuras tarifarias entre los sectores, y, dentro del sector eléctrico, entre provincias.

⁴⁵ Tributaria refiere al sentido amplio de tributo: no solo impositivo sino a la carga fiscal impuesta sobre un activo, actividad o servicio: incluye en este caso cargos específicos impuestos regulatoriamente.



A su vez, la actividad de generación no tiene garantizada estabilidad tributaria por lo que absorbe, y traspasa a precio si puede, las variaciones tributarias resultantes.

7.1.1.6 Falta de visibilidad

La regulación de la electricidad invisibiliza a la cogeneración. Cuando se plantean necesidades regulatorias de las máquinas térmicas, los reguladores y actores priorizan la generación, y queda invisibilizado, por volumen, pero también por la propia acción de los actores sectoriales, incluso los reguladores.

En el caso de los sistemas provinciales, es nula la visibilidad, por desconocimiento y falta de gestión de los reguladores locales.

7.2 Acceso y funcionamiento del MEM - valorización de potencia y energía

7.2.1 Complejidad administrativa

a) Acceso y calidad de Agente

El cogenerador, aun por poca potencia, tiene que tramitar permisos de acceso, al SADI (con eventual ampliación) y al MEM, cuando en su mayoría y en la práctica se conectan a un sistema de distribución.

b) Declaraciones de despacho y potencia.

Al cogenerador la operación en el MEM le significa una tarea administrativa y operativa permanente, independientemente de la estabilidad del punto de conexión, las necesidades transitorias o permanentes del sistema. Para bajas potencias conectadas a los sistemas de distribución resulta gravoso tener personal asignado a esa tarea.

Esa tarea es diaria, constante y tiene la penalización implícita o explícitas en la regulación:

- ✓ Precio de combustible cero por falta de declaración en tiempo y forma
- ✓ Cambios en la programación semanal y diaria se penalizan.
- ✓ Tope de remuneración de potencia firme, a valor total (20% en más de la declarada para el cogenerador y en el caso de autogenerador a valor medio declarado).
- ✓ Limitación de ventas de energía del MEM en el Spot (del autogenerador si altera el precio spot más del 5%)

Al igual que toda la generación, salvo las de Renovar, debe afrontar los sobrecostos que su despacho eventualmente causa en el MEM, sin que se considere la ecuación de eficiencia general. Falta de flexibilidad

La regulación de despacho está armada para que el SADI sea operado con confiabilidad y no eficientemente, pues está diseñada como si no tuviese capacidad de “reacción” de corto plazo. Esta determinación no permite al cogenerador hacer su propio balance entre los procesos industriales de calor y el MEM, aun cuando tenga marcado costo de oportunidad por alguna falla en el MEM o en el subsistema al que se encuentra conectado.

7.2.2 Necesidad de despachar. Subdeclaración de CVP

Resulta un contrasentido regulatorio, el hecho que, por un lado, se supone que toda la cogeneración es una máquina térmica que compite en un mercado competitivo y flexible y por eso declara CVP. Aquellos cogeneradores que necesariamente tienen que despachar no pueden competir en igualdad de condiciones, por la limitación que la función calor les impone. Es decir que estas unidades, no acceden a los eventuales costos de oportunidad del sistema eléctrico, e incluso es sancionada si se aparta de la declaración diaria de energía y potencia.

El único modo que tiene es la subdeclaración del valor de combustible, y se vuelve un subsidio cruzado cuando el costo variable declarado no recupera íntegramente el CVP real incurrido para



entregar la energía al MEM. En otras palabras, al cogenerador solo le resta elegir el escenario la menor penalidad.

7.2.3 Exclusión de la función de calor

En líneas generales, la cogeneración es tratada como un demandante que inyecta energía al sistema, solo valorizando la energía en función de la componente eléctrica de su matriz (excluye totalmente la función de calor). El cogenerador debe declarar la relación calor/energía, pero el MEM solo se asigna los costos en la función energía que vierte al sistema eléctrico.

A los efectos del sistema eléctrico se ignora la ecuación total (al restar el calor) y el autoconsumo de energía eléctrica, sin considerar la eficiencia total de ese proceso, ni el proceso de degradación de la energía, ni el beneficio que el neteo de energía autoconsumida le produce al sistema.

Esta visión es limitada porque las modernas regulaciones buscan el efecto eficiencia total, al incorporar a la ecuación el calor y al analizar el proceso integralmente, desde la óptica de degradación de energía en los procesos. Este punto se analizará más en detalle en los Informes posteriores del presente estudio.

7.2.4 Sólo valoriza la energía excedentaria del proceso

La asignación de costos en la energía excedentaria (no la autoconsumida) es el esquema que la regulación del MEM establece para la cogeneración. Al no contemplar la ecuación integral: *[calor + autoconsumo + potencia + pérdidas evitadas en redes e instalaciones del SADI + inversiones postpuestas aguas arriba del sistema eléctrico (distribución y transporte)]* y mejora de confiabilidad en el nodo, es una barrera para la incorporación de más máquinas.

La energía autoconsumida además reduce emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y ahorra combustible de modo global del sistema. Esas prestaciones no son valorizadas ni tenidas en cuenta por la regulación del MEM que se limita a priorizar el despacho de corto plazo seguro, pero no a optimizar en el corto, mediano o largo plazo el conjunto de recursos (y activos) para el abastecimiento.

El criterio de valorizar solo las kcal. para generación del MEM tiene implícito un subsidio de la/s unidad/es de cogeneración hacia el sistema eléctrico, pues mientras el cogenerador afronta los costos del autoconsumo del calor (o derivados) y energía autoconsumida, (lo que es correcto económicamente) la ecuación de rendimiento que considera el MEM se limita a la potencia/energía destinada al despacho de cargas al SADI, ignorando el efecto de eficiencia que se logra a través del autoconsumo.

7.2.5 Valoriza el costo de la energía al precio operativo.

Desde la sanción de la Res. SEN N°31/2020 considera costo hundido de capital del cogenerador, en todos los casos. Esto no sólo afecta nuevos proyectos, también afecta la posibilidad de optimizar los existentes.

7.2.6 Otras limitaciones regulatorias que afectan al cogenerador

- ✓ El precio de la potencia firme está limitado a la declaración efectuada, pudiendo valorizar solo hasta el 20% más de lo declarado, independientemente de lo efectivamente aportado. En el caso de los autogeneradores se la remunera toda la potencia a Valor Medio.
- ✓ El sistema no valoriza los servicios que podría estar prestando al sistema de distribución (pérdidas evitadas, etc). Solo valoriza los servicios auxiliares que presta al MEM.
- ✓ El SADI/MEM no autoriza contratos bilaterales en el MAT, con ciertas excepciones. Esto impide a la cogeneración posible obtención de diferencial de precio sobre el spot u otros beneficios (como por ejemplo valorizar la potencia en su nodo por sobre el valor MEM, apalancar inversiones, etc.).



- ✓ La regulación no autoriza transacciones no registradas y operadas por CAMMESA en ningún nivel de tensión. Así un cogenerador no podría entregar a un tercero demandante potencia o energía (por ej. dentro de un Parque Industrial) porque está determinadamente prohibido vender energía en el sistema de distribución o en SADI por fuera del MEM.
- ✓ La regulación técnico-económica no hace distinciones entre el promotor/desarrollador/ propietario y el operador de un activo de generación, dificultando los proyectos que abastezcan a varios demandantes, caso demandas complementarias en los Parques Industriales⁴⁶.
- ✓ El MEM solo reconoce un agente con actividad determinada que reporta centralizadamente a CAMMESA, no contemplando el ingreso de máquinas “over the fence” (OTF en adelante), o lograr sinergias en un punto del sistema con varios participantes.
- ✓ La regulación de “autogenerador distribuido” exige identidad fiscal entre generador y demandante, no permitiendo contratos dentro del mismo grupo económico o desarrollo de proyectos entre múltiples demandantes (caso en parques industriales).
- ✓ Precio del MEM: El “precio administrado” de la potencia y energía que preponderó durante años, debido a los subsidios que recibieron las demandas y que aún reciben las demandas menores a 300 kW representan una barrera por falta de señal de precios de mediano y largo plazo, impidiendo el desarrollo de proyectos que permitan valorizar la energía en el tiempo.
- ✓ La falta de mecanismos de contratación en el MEM también representa una barrera regulatoria (impide conocer el precio/riesgo en el mediano y largo plazo de todas las partes) y a la cogeneración le impide obtener mayor valor sobre el precio spot (hoy operativo).
- ✓ CAMMESA sigue comprando los combustibles para las generadoras. No así para las cogeneradoras o autogeneradores, lo que representa un riesgo financiero que asume el cogenerador.
- ✓ Cuando el autogenerador compra los faltantes de energía lo hace al Precio Mónico – estabilizado mensual. (Es decir el que incorpora volatilidad y contratos MEM donde CAMMESA es el off-taker), pero cuando genera se le paga a precio operativo⁴⁷.
- ✓ Los sobrecostos que pueda producir el cogenerador se cargan a su cuenta (como todos los generadores a excepción de Renovar). Es decir, que mientras la operatoria de algunas tecnologías promocionadas se les sociabilizan los costos, otros generadores los afrontan y representan un riesgo.

Déficit de instalaciones de vinculación

Falta de capacidad de instalaciones en determinados puntos de vinculación, sea red de distribución o transporte limita la optimización de proyectos o el uso óptimo de materia prima (sobre todo biomasa) por imposibilidad de optimizar el proceso de cogeneración. Este puede deberse a las instalaciones de gas natural o eléctricas, condicionando disponibilidad de materia prima o evacuación de electricidad.

En algunos puntos las condiciones de estabilidad eléctrica en el punto de acceso, podría limitar la optimización de proyectos, pues los sobrecostos caen sobre el generador.

Esto representa un riesgo que asume cada proyecto según ubicación geográfica y esquema regulatorio del sistema eléctrico provincial al que se conecta el proyecto.

7.2.7 PAFTT

La regulación provincial de remuneración del servicio de PAFTT es una barrera importante para la cogeneración, sobre todo porque los criterios y esquemas tarifarios son distintos y no hay criterios definidos.

⁴⁶ La única posibilidad es que esos flujos no se declaren ni se “vean” en el MEM ni en el sistema de distribución.

⁴⁷ Este punto es importante porque hoy y a mediano plazo casi el 70% de los costos MEM son fijos y socializados.



De hecho, las normas provinciales no contemplaban el peaje no firme (Anexo XXVIII de Los Procedimientos). Como las posiciones se liquidaban en el MEM, mientras estuvo en vigencia el esquema centralizado (hasta que cada jurisdicción logró la autorización de la SEN requerida por la Res. SEN N°672/06, el esquema se mantuvo. A partir de entonces se empezaron a aplicar los peajes provinciales y algunas provincias interpretaron que tráfico debía ser cobrado bidireccionalmente.

7.2.8 Barreras fiscales

Tanto los cargos que gravan a la demanda de gas natural, subsidios patagónicos, o cargos de expansiones, como los cargos que suelen aplicarse a los servicios de peaje de electricidad afectan a la cogeneración (como a toda la generación térmica).

En cambio, a los efectos de considerar nuevos proyectos, mientras la generación térmica ha sido considerada “infraestructura crítica”, los proyectos de cogeneración no pueden aplicar a ese beneficio impositivo.

7.3 Regulación del gas natural.

7.3.1 Mercado y contratos

Toda la operatoria del mercado de gas natural (o eventualmente líquidos) requiere, además de conocer el marco regulatorio y mercado de GN o de los combustibles, cuya complejidad se describe a continuación, poder actuar en el mismo para optimizar materia prima de cogeneración.

Tal como señalamos oportunamente en el análisis del sector de GN, la regulación gasífera prioriza el flujo anual de gas natural, y, por tal, permite y alienta la contratación anual con modalidades estables de modo de garantizar los flujos de producción y las señales económicas del oligopolio oferente. Esto hace que no se persiga la dinamización del mercado porque la disponibilidad se prioriza sobre el precio. En determinadas circunstancias, restricciones de planta o de redes, se impone redireccionar volúmenes y la estructura del mercado representa una barrera a la valorización del gas en esas circunstancias.

7.3.2 Disponibilidad de Gas Natural

7.3.2.1 Incertidumbre en la disponibilidad de gas natural

El gas natural es uno de los combustibles que más se utiliza en instalaciones de cogeneración, por lo que la incertidumbre en su disponibilidad en el punto de suministro debe ser analizada.

La disponibilidad de gas natural para cogeneración se instrumenta a través de contratos anuales “take or pay” (de mayo a mayo generalmente), lo que impide tener un horizonte de largo plazo de su disponibilidad (y precio). Ese tipo de contrato garantizaría disponibilidad en firme a lo largo del año, pero como se explicó en el punto 2.- del presente, el contrato no garantiza firmeza, sino ininterrumpibilidad e caso que no haya restricción de redes por uso de demandas priorizadas⁴⁸.

Los mayores volúmenes disponibles en el mercado no hacen desaparecer integralmente el riesgo de disponibilidad en los diferentes puntos de entrega, donde las demandas industriales compiten con las demandas domésticas en los picos invernales y se mantienen las prioridades a favor de las pequeñas demandas en detrimento de esquemas de cortes programados a las industrias⁴⁹.

Cada instalación de cogeneración requiere el análisis de la disponibilidad en destino: lo que representa la disponibilidad de transporte y distribución en el citygate y en el punto de suministro.

La ubicación geográfica y el punto de conexión al sistema (transporte o distribución) abren un abanico de riesgos para el cogenerador. El riesgo de disponibilidad aumenta en la medida que se baja en la cadena sectorial y la brecha de riesgo tiene directa relación con las temperaturas. Este

⁴⁸ Aquellas que normativamente son priorizadas para no sufrir interrupciones de suministro.

⁴⁹ Ver. Nota 15.



riesgo es diferente según el tamaño y la ubicación del cogenerador. Cuando más potencia tiene, más propenso a entrar en las listas de restricciones.

Esa información de los sistemas gasíferos debe ser analizada por especialistas, y, muchos demandantes industriales y cogeneradores otorgan ese rol a los comercializadores de gas natural que gestionan su provisión y, en caso de no poder ser abastecidos re-direccionan el producto para no perder los volúmenes contratados y pagados.

7.3.2.2 Precio de Gas

El precio de gas natural ha estado administrado por el Estado nacional en varios períodos de los últimos 20 años, luego liberado y recientemente vuelto a administrar a través de acuerdos con productores.

Los cogeneradores, que requieren provisión de gas para su proceso de calor, gestionan contratos anuales, por lo que la volatilidad de precio es relativa. Los productores/comercializadores de Gas Natural suelen ofrecer precios estabilizados, quitando volatilidad estacional – de invierno y transfiriendo “precio” al verano, pero absorbiendo el riesgo de entrega efectiva durante el periodo invernal (asocian la limitación a las normas).

No existen mercados secundarios para contratar coberturas de riesgos de precio de combustibles en Argentina. Tampoco hay contrapartes que estén dispuestos a hacer swaps, salvo, en algún caso puntual, relacionado a productos asociados a mercados agrícolas primarios.

El comercializador de GN suele ser el consultor para tomar medidas de corto plazo, como gestionar el redireccionamiento de volúmenes de GN contratados y no demandados, y, directamente colocar o negociar compraventa ante restricciones y gestionar los bypass físicos en los sistemas.

7.3.2.3 Tarifas de transporte y distribución de gas

Además del precio del producto, el cogenerador afronta el costo de las tarifas de transporte y distribución de gas de los sistemas a los que se encuentra vinculado.

Como monopolios naturales las tarifas están regulada por el ENARGAS, son sometidas (según la legislación) a revisiones periódicas, y en varias oportunidades han estado congelados los Valores Agregados de Transporte y Distribución por varios semestres.

El costo tarifario de mayor riesgo está asociado a los cargos por las expansiones de los sistemas de transporte y distribución donde se sociabilizan las mismas con cargo a todas las demandas y no a los beneficiarios.

Esto desemboca que las estrategias de regulación para el abastecimiento y sus costos totales no son reflejadas de igual modo en las tarifas gasíferas y eléctricas y en estas últimas, divergen según las provincias.

7.4 Ordenamiento Territorial

Definimos por Ordenamiento Territorial las normas que regulan el uso del espacio en función del interés público.

En la estructura jurídica argentina el Ordenamiento Territorial es de jurisdicción municipal, reservándose algunas provincias cierto manejo de coordinación en virtud de normas de mayor jerarquía, la Constitución o leyes provinciales de ordenamiento de actividades productivas, en especial industria, o por razones ambientales.

7.4.1 Ubicación y normas.

Los permisos de instalación de cogeneración se solapan con los de desarrollo de la actividad industrial y, en general, tienen posibilidad de instalarse en los llamados “parques industriales”, calificación que se amplía en el siguiente punto.



Los planificadores territoriales – de políticas públicas industriales en el territorio - desconocen las prestaciones y sinergias productivas que presenta la cogeneración.

Las jurisdicciones no tienen a la fecha normas de Ordenamiento Territorial que permitan o beneficien las transacciones de calor/frío con sistemas de cogeneración. Los permisos administrativos no contemplan como elemento de desarrollo o promoción las soluciones energéticas “in situ”, no forman parte de las prácticas y no están en la agenda de los planificadores gubernamentales.

Ubicación territorial: La cogeneración en Argentina está ligada al otorgamiento de valor de procesos agroindustriales, petroquímicos u otros específicos, que no se desarrollan salvo excepciones, o no desarrollarán en grandes conglomerados, sino cerca y relacionados con las materias primas del proceso industrial (“zipeado” de productos agrícolas en origen, por ejemplo).

En el primer caso, la ubicación debe ser en las cercanías de las zonas productivas, lo que dificulta la obtención de los permisos administrativos por la zonificación de los predios en zonas no calificadas como industriales, y, por ende, con déficits de infraestructura y servicios. Por ello es usual que los proyectos deban soportar los costos integrales de la infraestructura de vinculación en gran parte, sean de distribución o transporte energético e incluso de materia prima. La misma razón es posible que varios emprendimientos no puedan optimizar sus procesos de cogeneración porque debieren afrontar por sí los costos de vinculación al SADI.

Para la cogeneración a partir de biomasa la ubicación geográfica para la radicación debe estar situada en el área de o cercana a la producción del producto biomásico que se utilice como materia prima, por cuestiones de logística de recolección, acopio y costos. Ello imprime una complejidad adicional al proyecto, pues suele estar en territorio rural, o inmediaciones de áreas urbana de pequeña escala (demandas menores a 30 MW) y con servicios energéticos limitados y redes eléctricas que atienden demandas radiales, débiles y presentar aspectos que obligan a considerar dentro del proyecto de cogeneración la construcción de la vinculación entre la planta y un punto de conexión más importante.

7.4.2 Parques Industriales

Los Parques Industriales (PI) son áreas cercadas, con infraestructura y servicios, con distinto grado de desarrollo y prestaciones, que nuclean actividad industrial dentro de un territorio municipal. Si bien hay leyes provinciales que regulan las prestaciones⁵⁰, en general son creados por Ordenanzas Municipales a partir de un plan de ordenamiento territorial.

Los PI, para ser reconocidos como tales por el Estado Nacional y acceder a beneficios fiscales tanto para los operadores como para las actividades allí asentadas, requieren del cumplimiento de requisitos específicos, establecidos en el Dec. PEN N°915/2010, requiriendo la inscripción en el Registro Nacional de Parques Industriales – REMPI - dependiente ahora del Ministerio de Desarrollo Productivo. Hoy hay 400 Parques Industriales en el país, un tercio de ellos en la Provincia de Buenos Aires, pero solo unos pocos registrados y con servicios.

La regulación de beneficios fiscales a la producción instalada en los parques industriales es relativamente reciente, lo que dificulta concluir sobre su efectividad, ya que la actividad industrial en los mismos se ha expandido en los 2 últimos lustros en base a la promoción de ciertas actividades de “nicho”.

En las zonas periféricas de las ciudades y zonas de producción se ha instalado cogeneración fuera de los parques industriales y por tanto no tienen la posibilidad de ser alcanzados por los beneficios fiscales que se otorgan a éstos. Es el caso de cogeneración a partir de biomasa, donde los volúmenes de manejo de materia prima, su acopio y logística tiene requerimientos específicos y no siempre es actividad compatible con los criterios de desarrollo de los parques industriales, que, por una cuestión de costos, son pocas hectáreas, cercadas, con infraestructura y servicios de alto costo, y por tal los predios son de uso intensivo en términos de espacio.

⁵⁰ caso Córdoba Ley N° 7255/85, Ley 13.744 bonaerense y su modificación 14.792, Ley 11525 de Santa Fé, 7957 de Entre Ríos, entre otras.



Si se considera que un elemento para el diseño de la regulación de promoción de cogeneración podría considerar sinergias entre procesos productivos y el mercado de vapor/electricidad en parques industriales, (y aprovechar los beneficios fiscales de estos) es oportuno analizar considerar que la radicación territorial de la cogeneración suele depender de las necesidades logísticas de materia prima asociada a los procesos, por lo que el ordenamiento territorial preestablecido es o suele ser una barrera.

7.5 Económico-financieras

El concepto de barrera económica en el presente informe está considerado como la dificultad económico-financiera que la cogeneración presenta para lograr mayor penetración tecnológico u optimizar procesos existentes.

Esto abarca desde la dificultad de contar con precios futuros de materia prima (esencialmente porque impide la proyección del flujo de caja plurianual), como otras de índole macroeconómica que afecta a toda la generación, no solo a la cogeneración, y, en algunos casos a todos los sectores productivos.

7.5.1 Disponibilidad y precio de gas natural

Este riesgo es económico para el cogenerador en términos de flujo de caja del proyecto, pero ha sido analizado como riesgo regulatorio porque los esquemas de formación de precio del gas natural y la disponibilidad del mismo están asociados a la regulación y al funcionamiento del mercado del gas natural o en su caso de los líquidos.

La indisponibilidad estacional de gas natural puede requerir el uso de combustibles líquidos (gasoil) para alimentar la cogeneración y mantener el suministro de vapor a los procesos industriales. El consumo de gasoil impactará negativamente en costos, además de disminuir la eficiencia global y la vida útil de las máquinas.

7.5.2 Disponibilidad y precio de biomasa

En general el tamaño de planta se define en función de la disponibilidad de materia prima y su logística, por lo que, definido el proyecto, no debería haber problemas de disponibilidad del producto biomásico, ya que se maneja con contratos a largo plazo y muchos de los productos agrícolas tienen cobertura de seguro de diferente tipo que mitigan riesgo.

En general, la biomasa que se utiliza para cogenerar es el resultado de un proceso residual y por tal los precios son conocidos y, por los volúmenes, fijados o determinados por los costos logísticos asociados y no por la materia prima en sí. Así el impacto de la materia prima en el flujo de caja del cogenerador es menos riesgoso y más previsible que el del GN.

7.5.3 Producto vapor/energía eléctrica

La falta de marco regulatorio y valorización de producto vapor como energético para procesos debe ser considerada una barrera. Ese déficit se refleja en la falta de valorización integral del proceso analizado previamente en el presente Informe, termina cargando sobre el producto final industrial que absorbe el costo total – o cuasi - de la inversión en cogeneración, pero no en el vapor como producto.

No hay en el país normativa para el mercado de vapor, ni instrumentos que dentro del mercado energético permitan valorizar ese flujo.

La falta de valorización integral del proceso de cogeneración no fomenta un dimensionamiento óptimo de los procesos de cogeneración, y, la planta queda dimensionada en función de las necesidades de calor que el proceso requiere (por queda través de esta se garantiza el flujo de caja del proyecto).



7.5.4 Inversión: apalancamiento y tasas

Si bien la barrera de desarrollo de proyectos y apalancamiento de inversiones trasciende a la cogeneración y afecta a todas las inversiones productivas en general, también resultan barreras para la misma.

Entre la inversión requerida y tasas de descuento, los repagos de proyectos son de largo plazo cuando las variables macroeconómicas están teniendo ciclos menores y las incertidumbres aumentan en relación con los ciclos.

Las oportunidades de inversión en cogeneración, los procesos de toma de decisiones, sea para optimizar unidades existentes, o desarrollar nuevas se toman en función de la producción industrial que usa vapor y las necesidades y nichos de mercado de esas actividades. El diseño regulatorio y de valorización de la energía impide que sean consideradas “maquinas del mercado eléctrico”, ya que la valorización de la energía generada por la cogeneración se da en función de la necesidad de despachar, y, ello implica el análisis de la relación de CVP y ranqueo de despacho en función de la declaración de combustible. A ello debe sumarse que en los últimos años se han incorporado al parque de generación numerosas máquinas que tienen garantizado el despacho por la base (renovables intermitentes, Renovar) desplazando máquinas térmicas hacia arriba del ranking.

La falta de previsibilidad de disponibilidad y precio (en el caso de gas natural), la falta de señales de precio de electricidad en el mediano y largo plazo (aun dejando de lado el precio administrado por la Res. SEN N°31/2020), dificulta el análisis de flujos de caja para las inversiones.

No hay mecanismos de apalancamiento de estas inversiones promovidos por la esfera pública o financiera privada, sea de las autoridades de industria/ comercio, pero tampoco de la industria energética. No hay mecanismos regulatorios de promoción ni tampoco fiscales específicamente diseñados.

La tecnología de cogeneración no es considerada infraestructura energética crítica⁵¹ no son objeto de tratamiento arancelario o fiscal con beneficios.

La falta de contratos en el MAT, diseñados inicialmente para estabilizar el MEM y como mecanismo de apalancamiento de inversiones (Project-finance) inhabilitan la posibilidad de calzar contratos de abastecimiento con inversiones sectoriales, impidiendo una herramienta conocida y extendida para apalancamiento de inversiones capital intensivo.

Las tasas de interés para financiación de los proyectos de inversión en el país son altas y no hay gran oferta de instituciones que financien con project-finance proyectos de generación de energía eléctrica por fuera de los programas del Estado nacional para incorporar oferta eléctrica.

A la fecha y en lo que va de las últimas dos décadas los proyectos de generación eléctrica se han apalancado a partir de programas de políticas públicas que garantizaban la suscripción de contratos de abastecimiento al mercado mayorista (el “off taker” determinado fue CAMMESA) donde permite eliminar el riesgo precio, pero no el riesgo de cobro, ya que la CAMMESA no es, per sé sujeto de crédito. En el caso de Renovar, además se constituyó un fondo de garantía con fondos públicos para –garantizar el cumplimiento de los contratos.

No estando la cogeneración incluida en esos programas de política pública, las posibilidades de construir apalancamientos de inversiones capital intensivo son escasas, y están vinculadas a la capacidad de financiamiento que tengan los titulares de los proyectos de inversión con capital propio o con deuda apalancada con garantía de la empresa titular del proyecto, anclada en flujos del propio negocio no asociado a la generación de energía y si en la capacidad financiera y económica del titular.

⁵¹ Infraestructura crítica, tiene beneficios fiscales. Artículo 1° de la Resolución del Ministerio de economía y Producción N° 37 de fecha 6 de febrero de 2006, modificado por el Artículo 1° de la Resolución N° 704 de fecha 11 de septiembre de 2006.



7.5.5 Instituciones e instrumentos de financiación.

El mercado financiero local no tiene instituciones consolidadas y de amplias bases para la financiación de políticas públicas que sean “capital intensivo”. Las pocas instituciones de crédito oficiales hacen promoción a tasas más blandas que las del mercado financiero local, en general con altísima volatilidad, y grandes incertidumbres de mediano y largo plazo.

En el mercado local en general el BICE es la única institución dedicada al financiamiento de este tipo de proyecto, y cuya capacidad financiera es limitada a la inyección oficial de dinero.

En los últimos años el estamento oficial, pero también los privados, han incrementado el uso de fideicomisos financieros para apalancar proyectos de inversión, con emisión de certificados de deuda que se colocan en el mercado local. Sin embargo, estos instrumentos suelen encarecer el costo total de los proyectos y, lo que se evalúa, en definitiva, es la capacidad del titular del proyecto (quien usa el calor) de generar recurso, por lo que se simplifica el acceso al crédito con equity o con asunción de deuda directa por parte del titular.

Por otro lado, la evaluación de los proyectos de inversión asociados a procesos complejos, como puede ser la cogeneración (complejo por la cantidad de variables a considerar) suelen ser causal de aversión por desconocimiento por parte de los evaluadores de las instituciones financieras, relegando esos proyectos frente a otros con tiempos de recupero menores o de más fácil apalancamiento.

En materia de instrumentos financieros hay poca experiencia en instrumentar contratos financieros a nivel local para apalancar inversiones.

En otros países los swaps son instrumentos corrientes para apalancar ingresos y consolidar inversiones con contratos a largo plazo, pero en Argentina no son corrientes, hay poca experiencia y, en el caso de la cogeneración, resultaría a partir del producto final (valorización del proceso a partir de la producción lograda por el calor y no con la electricidad).

En definitiva, ni las instituciones financieras públicas, ni los instrumentos ni los recursos humanos que evalúan están entrenados y tienen desarrolladas capacidades para hacer frente a los planteos de la financiación de proyectos de cogeneración, mientras el valor de la cogeneración sea exclusivamente dado por el valor del producto a partir del calor y no por la electricidad.

7.6 Ambientales.

7.6.1 Falta de incorporación del “valor ambiental”

Si bien la cogeneración conlleva menor impacto ambiental global de los sistemas eléctrico y productivo, en Argentina no hay mecanismos que permitan una asignación del impacto evitado ni en el sector eléctrico ni industrial.

La falta de regulación ambiental con estrategia que permita valorizar emisiones evitadas⁵² o energía sistémica ahorrada limitan la elección de tecnologías eficientes, priorizándose costos de inversión sobre impactos flujos evitados, en la vida del proyecto. Esto supone una barrera en tanto no considera otras emisiones, pérdidas (o ahorros) globales o la pureza de los sistemas.

La eficiencia aportada por la cogeneración supone el mejoramiento de costos totales de combustibles y, en la medida que implica menor demanda de combustibles, supone un ahorro de MMBTU/kWh consumido. Los consumos de combustibles en cogeneración y el desplazamiento que hacen de otros combustibles más contaminantes dependerá de las tecnologías de cogeneración, las horas de uso (en punta y fuera de punta) y de la generación que desplazan.

Esto no está contemplado ni monetizado en la regulación sectorial ni ambiental, aplicable al sector por lo que resulta una falta clara de incentivo.

⁵² fuera de los mecanismos MDL, que actualmente se encuentra discontinuados de hecho en el mercado

7.6.2 Dispersión de normas

Cada provincia tiene sus normas ambientales, y, salvo la norma nacional de residuos peligrosos, cada provincia tiene sus propias normas, criterios y procedimientos por sobre el piso de presupuestos mínimos impuestos por la legislación nacional.

Esta dispersión hace que quienes desarrollan u operan proyectos de cogeneración y/o venden tecnologías se familiaricen con los requerimientos de las provincias o, en su defecto, contraten a un especialista en la materia.

7.6.3 Superposición de autoridades de control

Como proyecto industrial la planta de cogeneración tiene que cumplir las normas ambientales locales, someterse a la Evaluación de Impacto Ambiental conforme las normas provinciales. Cada provincia tiene sus criterios, normas y procedimientos para ello.

Gran parte de las normas ambientales provinciales establecen que las unidades de generación eléctrica mayores a 3 MW son consideradas de alto impacto, y por tal tiene el procedimiento de mayor exigencia, que incluye, en algunos casos, la audiencia pública.

Además, por ser agente del MEM debe cumplir con la normativa ambiental emanada del ENRE. Para obtener el permiso de Acceso al SADI es analizado el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y exigen que las instalaciones cumplan con la propia normativa, en especial las de vinculación. En caso de que las instalaciones se conecten al SADI en tensiones mayores a 132 kV, además, debe cumplimentar con someterse a la audiencia pública efectuada por el organismo (Res. N°122/15).

En operación el cogenerador debe dar cumplimiento a la Res. ENRE N°555/01 y mantener un esquema de Gestión ambiental (PGA), el cumplimiento de la ISO 14000:2008 (no su última actualización), además de otros requisitos.

El ENRE controla emisiones por chimeneas de plantas térmicas y ha agregado regulación para biomasa, y sanciona el apartamiento de sus propias normas, con sanciones propias sectoriales, además de avisar a la autoridad ambiental local.

Esta duplicidad en la gestión ambiental encarece y complejiza la gestión ambiental de una planta ya que a diferencia de las normas ambientales provinciales en entre exige monitoreos constantes e información periódica y sistemática (no a requerimiento).

7.7 Fortalecimiento de capacidades y asimetría de información

7.7.1 Capacidades locales para la evaluación y desarrollo de proyectos de cogeneración

Aunque los potenciales usuarios conocen la existencia de la tecnología, no siempre cuentan con toda la información para el complejo proceso de toma de decisiones, por lo que deviene una complejidad a sortear, que suele ser suplida, en parte por los desarrolladores de proyecto, los proveedores de tecnología, aunque en este caso, limitadamente.

Un sistema de cogeneración se vincula con el proceso al cual suministra energía a tal punto que no es posible obtener y validar el calor útil que la cogeneración aporta sin realizar un análisis del proceso demandante de calor.

De lo anterior, surge la necesidad de fortalecer capacidades locales en el diseño y desarrollo de ingeniería, por el simple hecho de que este tipo de instalaciones son escasas, algunos proyectos locales se desarrollaron considerando solo la producción de electricidad y si además se fomenta su desarrollo se incrementará la demanda.

7.7.2 Información y necesidades por parte de la industria que requiere vapor

El usuario del calor útil, la industria que requiere el vapor, no puede verse afectado por cortes o interrupciones de este servicio. Y en caso de que sucedan pueden representarles importantes costos de no producción (lucro cesante e inclusive roturas o daños en sus instalaciones). Una alternativa que se puede contemplar desde el diseño es la posibilidad de reemplazar el GN no suministrado con gasoil para mantener la generación de vapor, pero esto ocasionará un incremento de costos por el valor propio del combustible, la reducción de eficiencia del sistema y un requisito de mayor mantenimiento de los equipos. Es por esto que el usuario industrial debe contar con toda la información acerca del proyecto y la tecnología, para generar confianza; de otro modo los proyectos de cogeneración seguirán siendo desarrollados solo con la participación (total o parcial) de la industria que requiere el vapor.

7.7.3 Información y Capacidades de los reguladores locales

La falta de información y conocimiento se extiende a los decisores gubernamentales del sector industrial y también del sector eléctrico.

Muchas jurisdicciones provinciales carecen de experiencia para el desarrollo de regulación específica, por déficits de recursos humanos del área técnico-regulatoria que conozcan los procesos industriales y concretamente las complejidades de la cogeneración.

La falta de experiencia y capacidad regulatoria de los reguladores locales en mercados locales de energía es un límite a la penetración de la cogeneración.

7.7.4 C A M M E S A

En la matriz de gestión de CAMMESA, interpretando normas que tienen más de 30 años, la eficiencia no es considerada, y pesa menos que la seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos y del abastecimiento. Ello ha llevado a no incorporar de tecnología de gestión en tiempo real de despacho que permita optimizar la eficiencia global del sistema, evitando pérdidas.

El esquema de despacho es centralizado y solo prevé la operación centralizada en función de los valores de combustibles declarados (CVPs), pero no de otras variables tales como pérdidas en transporte o elevación o rebajes de niveles de tensión, sobrecostos que conlleva el despacho marginalista, etc.

Las pérdidas del sistema entre generación y demanda (punto de inyección del conjunto de la generación y el conjunto de demandantes a nivel nacional es de 6% mensual, no contempla pérdidas de "subida al MEM" ni en las redes de transporte troncal o distribución.

La figura siguiente muestra la evolución en el último año.

Período	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20
Generación	12.432.928	11.208.260	11.707.077	8.989.349	8.989.349
Demanda	11.989.438	10.838.884	11.062.920	8.469.839	8.469.839
Pérdida en MWh	443.489	369.377	644.158	519.510	519.510
% de pérdidas MEM	3,57%	3,30%	5,50%	5,78%	5,78%
\$ monómico c/tte	\$ 1.660.945.059	\$ 1.326.760.257	\$ 2.620.629.232	\$ 2.025.017.374	\$ 1.891.273.149

Figura 5 - Pérdidas del MEM

Fuente. Elaboración propia a partir del DTE de CAMMESA.

Esto supone un problema en la concepción del despacho en tiempo real, que ha sido asumido como la única posibilidad operativa por el OED. Esto representa una barrera para la cogeneración por ser considerada inflexible por CAMMESA.

Nótese el nivel de pérdidas del sistema en términos de energía y el costo en pesos (AR\$) al valor del precio de cada mes. La cogeneración, que en general despacha dentro de los sistemas de distribución y en nodos demandantes ayuda en gran medida a limitar las pérdidas del SADI/MEM.

La falta de visibilidad de la tecnología de cogeneración dentro del MEM ha sido permanente, justificada por el volumen representativo, pero esencialmente por los criterios de regulación e idiosincrasia de despacho.

7.8 Otras cuestiones que limitan la penetración de la cogeneración

7.8.1 Falta de marco normativo para potencias menores 1 MW

En el país no se regula la “*microcogeneración*”, entendiendo por esta el uso de tecnología para aprovechamiento de calor y electricidad con potencias menores a 1 MW. Ni, a nivel federal (región AMBA) ni en las provincias (donde la capacidad regulatoria es en muchos casos más limitada).

La penetración de la tecnología podría mejorar en tanto los proyectos que requieran potencias inferiores a 1 MW y optimicen procesos y servicios puedan ser ofrecidos, conocidos y desarrollados, ya que la ampliación de la base de uso de la tecnología y su optimización alienta a desarrollar proyectos mayores.

8 VALORACIÓN DE BARRERAS

8.1 Criterios de análisis

Identificadas las barreras se estableció la relación de importancia con escenarios:

- ✓ Considerando los proyectos existentes y proyectos nuevos, ya que las barreras son de diferente percepción para quien ya conoce y se encuentra operando (con el capital invertido, repagado o no) respecto de quien debe incorporarse como cogenerador.
- ✓ El tamaño de la planta existente o proyectada. En este último caso, se efectúa una diferenciación de proyectos menores de 3 MW, entre 3 y 50 MW y superiores.

La determinación del umbral de 3 MW está dada porque varias de las normas procedimentales ambientales de las provincias establecen diferencias en el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental en función de la potencia a instalar/instalada poniendo ese límite⁵³.

Las potencias superiores a 50 MW, umbral de análisis elegido en virtud del riesgo que asumen por la disponibilidad de gas natural, ya que los volúmenes de combustibles demandados son altos para el mercado gasífero local y por tal, las restricciones invernales pueden ser mayores en frecuencia y duración.

El criterio para establecer la importancia relativa de cada barrera identificada fue cuantificar entre 1 y 5, considerando uno como muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto respectivamente, cada una de las barreras identificadas, en función de los tamaños de planta.

Se valoriza cada escenario separadamente y en la instancia de inversión de un nuevo proyecto, así como durante la vida útil.

La calificación es de carácter cualitativo, ya que no se cuenta con información exhaustiva para cuantificar cada una de las barreras para la cogeneración.

En la siguiente figura se resume la identificación de las barreras y la valoración de las mismas, mientras que, en el Anexo II.1, se incluye un cuadro más detallado, con la descripción, la valoración según tamaño de proyecto, y las instituciones intervinientes.

⁵³ Si bien es posible que las provincias hayan replicado varias de ellas establecen que generación mayor a 3 MW es de “alto Impacto” y por ello deben someterse a audiencia pública. Entre otras: Corrientes, La Rioja, Misiones, Salta, Chubut, La Pampa.

A su vez, algunas de las barreras son comunes a toda la generación de energía, otras a todo el sector productivo y otras solo a la cogeneración. Se califica, en cada caso, el alcance de las mismas.

Tipo de barrera		Valoración			Alcance	
Restricción principal	Aspecto	Alta / Muy Alta	Media	Baja / Muy Baja	General *	Particular **
Valorización de energía	declaración rendimiento				X	
	CVP /despacho				X	
	precio operativo/spot				X	
	prohibición contratar				X	
FTT	costos peajes y criterios				X	En provincias, según regulación
Inversiones	project-finance/ instrumentos				X	
	tasa				X	
	mercado de cambios				X	Para nuevos proyectos con tecnología importada
Valorización de potencia					X	
Restricciones de acceso al sistema de transporte						Para nuevos proyectos
Visibilización tecnología					X	
Disponibilidad materia prima GN						Para grandes potencias y según ubicación
Disponibilidad materia prima biomasa						Para biomasa
Capacity building regulatorio	autoridades regulatorias				X	
Capacity building operativo	CAMMESA - distribuidores				X	
Doble regulación					X	
Complejidad de info MEM					X	
Tramites de acceso					X	
Tecnologías					X	
Doble gestión ambiental					X	
Ordenamiento territorial						Para nuevos proyectos y eventuales ampliaciones
Parques industriales					X	

* Afecta a toda la cogeneración
 ** Afecta a algunas conforme tamaño/ubicación

Figura 6 - Valoración de restricciones identificadas.

Fuente: Elaboración propia

Del cuadro surge que, si bien la exposición a las diferentes restricciones varía según la potencia instalada o a instalar, las variaciones en términos porcentuales no difieren sustantivamente, siendo común a todas las principales limitaciones de penetración o desarrollo.

En el mismo sentido, cabe señalar que no todas son simultáneas a lo largo de la evolución de un proyecto.

En la siguiente Figura se detallan el momento cronológico de aparición de cada barrera y la persistencia en el tiempo: asumiendo que existirán barreras permanentes o transitorias, durante la planificación del proyecto o durante la vida útil del mismo.

Tipo de barrera		Instancia en que se presenta		Duración	
Restricción principal	Aspecto	de ingreso	operativa	transitoria	permanente
Valorización de energía	declaración rendimiento		X		X
	CVP /despacho		X		X
	precio operativo/spot		X	X	
	prohibición contratar		X	X	
FTT	costos peajes y criterios		X		X
Inversiones	project-finance/ instrumentos	X			X
	tasa	X			X
	mercado de cambios	X		X	

Figura 7 - Detalle de instancia de aparición y permanencia de las principales restricciones identificadas.
Fuente: Elaboración propia.

8.2 Análisis de importancia

Las barreras más altas se relacionan con el diseño regulatorio de despacho y valorización de la energía eléctrica generada en el MEM:

1. Monetización de la energía despachada:

Como barrera central se presenta la determinación regulatoria de cómo se considera el rendimiento, despacha y valoriza la energía eléctrica de las unidades de cogeneración en el MEM.

El hecho que, a los efectos del cálculo del rendimiento de la máquina que despacha, el MEM ignora la ecuación integral de la cogeneración, solo incorporando como rendimiento la parte de producción de energía eléctrica.

A ello se le suma la necesidad de despachar la energía eléctrica sobrante del proceso industrial (calor + autoconsumo), obliga a la unidad de cogeneración a garantizarse el despacho a toda hora. Para ello debe, en muchos casos, declarar un CVP debajo del real, porque esa estrategia le permite despachar siempre, máxime cuando hay muchas máquinas que tienen garantizado el despacho prioritario por la base de la curva de carga: nuclear, hidráulica de pasada y renovables intermitentes y otras Renovar. Es decir, aunque despache y pueda valorizar la energía, técnicamente no recupera el CVP sino hasta equiparar el CVP real y no el declarado. La única opción actual para el cogenerador actual es perder lo menos posible.

Esta limitación tiene como causa el régimen de despacho por ranqueo aplicable a la cogeneración a partir de CVP, es decir costeo marginal de las máquinas.

A ello se le suma la imposibilidad de contratación en el MEM y entre privados – MAT o directamente. (Res. SEN N°95/13) y la reciente Resolución SEN N°31/2020 y notas aclaratorias, que valoriza generación térmica a costo de capital hundido, solo paga costos operativos, que si bien aplican a toda la generación térmica tiene especial preponderancia para la cogeneración por los motivos señalados precedentemente.

Otras barreras de menor importancia se suman sobre las posibilidades de monetizar la energía, por cuestiones ajenas al cogenerador:

- ✓ Riesgo en el precio (y disponibilidad en planta) en la compra de combustible asumida por cada cogenerador, cuando para otras máquinas térmicas que compiten el riesgo financiero lo absorbe CAMMESA;
- ✓ Riesgo disponibilidad de gas natural de las grandes potencias por restricciones físicas del sistema gasífero durante el invierno. (los cogeneradores no tienen priorizado despacho de gas). Esto no significa que a las potencias menores no las afecte, pero pocos metros cúbicos son menos visibles a los efectos de la identificación para las restricciones invernales.

2. Inversiones (en optimización y/o nuevos proyectos):

Con la regulación actual (y eventualmente el riesgo regulatorio⁵⁴ descrito) no es posible desarrollar un Project-finance considerando la ecuación energía, por lo que cualquier proyecto requiere de la valorización del vapor (sin mercado), lo que en definitiva se asienta sobre del producto industrial.

La regulación que impide la contratación en el MEM limita que se genere señal de disponibilidad de generación y precio a mediano y largo plazo, desalentando la inversión en optimización o incorporación de nuevos proyectos. Si bien esta es una barrera común a toda la generación del MEM que no están en la modalidad de contratación de contratos de abastecimiento de potencia y/o energía con CAMMESA o tienen especialmente habilitados por la SEN contratos entre privados – MATER- para la cogeneración se profundiza porque además asume otros riesgos: precio combustible entre ellos.

A esta barrera, en algunos nodos del interior, se le suma que los puntos de vinculación, las expansiones de las instalaciones para acceso al SADI (de distribución y/o transporte) deben cargarse sobre el proyecto de cogeneración.

3. Regulaciones provinciales

Si bien a partir de la Res. MINEM N°1085/17 los generadores han dejado de pagar los costos de transporte a excepción del cargo de conexión, algunas provincias cobran peaje tanto por electrón inyectado en sus redes (salida al mercado) como de ingreso, y lo hacen a valor tarifario local con firmeza. En algunas provincias los valores de peaje superan los US\$ 15/MWh, por lo que es una importante barrera a considerar para cualquier proyecto, existente o nuevo.

8.3 Análisis de Actores

Considerando las restricciones identificadas los principales actores en relación con ellas son las instituciones de la regulación del sector eléctrico- nacional y provincial, y del sector gasífero, en menor orden. Es la Secretaría de Energía de la Nación y las autoridades provinciales las identificadas como actores estratégicos.

En menor medida CAMMESA y otras instituciones de la regulación- antes reguladores nacionales- coadyuvan las acciones de política pública vinculada con la cogeneración.

Al mismo tiempo, otras instituciones resultan importantes, tales como las instituciones financieras y fiscales, que asisten al apalancamiento de inversiones y la autoridad de industria y comercio.

Como stakeholders destacan los otros agentes del MEM, tanto oferentes como demandantes de energía eléctrica y consumidores de vapor. En especial aquellos que puedan ser contraparte de contratos de abastecimiento a mediano y largo plazo o en oposición, otros generadores térmicos que pueden ver afectados su situación actual.

Fuera del sector eléctrico, los proveedores de gas natural – sean productores o comercializadores - tienen interés en mayores ventas de materia prima.

9 CONCLUSIONES

La Argentina cuenta con capacidades técnicas de análisis, gestión y desarrollo de proyectos de turbinas de gas, motores de combustión interna y cierres de ciclo, por lo que la tecnología asociada a la cogeneración debe considerarse madura y con capacidades para incorporarla al parque de generación sin barreras de importancia.

Las barreras regulatorias señaladas tienen distinto efecto según el tamaño de los proyectos porque la regulación del MEM es la misma para grandes que para pequeñas potencias, pero no las de la

⁵⁴ Por riesgo regulatorio debe entenderse los cambios a la regulación que conllevan incertidumbre/riesgo a una actividad o detrimento a un conjunto de actores en relación a otros.

regulación del gas natural (relacionada con las restricciones). Además, todos los requerimientos administrativos del despacho y mercado son idénticos, ya sea que se trate de un nodo importante o pequeño.

La regulación marginalista sobre la que está diseñado el modelo de despacho de cargas se basa en una única variable de análisis, el costo de los combustibles. Esta es una limitación que atraviesa todas las tecnologías. Pero, en el caso de la cogeneración, la regulación de determinación del rendimiento y despacho (ranqueo y “subdeclaración” de CVP asociada) ha sido desde el inicio del modelo actualmente vigente (1992), una limitación que podemos calificar de estructural.

La valorización económica (precio spot /operativo) de lo entregado y la falta de señal de precio de energía de mediano y largo plazo son las barreras más marcadas, tanto para proyectos existentes como para nuevos se han agregado, al igual que las restricciones de gas natural en épocas invernales.

Con la actual regulación del MEM solo quienes necesariamente necesitan vapor en sus procesos y pueden valorizar dentro de sus productos el costo total de la tecnología de cogeneración llevan adelante esos procesos. La cogeneración en el MEM es tratada como una máquina térmica convencional no flexible, cuyo costo medio total debe ser principalmente absorbido por la actividad principal y no por el sector eléctrico.

Otro aspecto del contexto es lo que podríamos concluir en la inexistencia de mercado eléctrico, ya que no existe concurrencia entre oferta y demanda, sino que existe convergencia de diferentes tecnologías, cada una con diferente regulación y esquema de remuneración, que vuelcan en un sistema. Las políticas públicas para el sector eléctrico en los últimos tres lustros se han estructurado, o bien, a partir de necesidades de abastecimiento (en su mayoría máquinas térmicas, de gran tamaño y eficiencia, pero también pequeñas en nodos específicos, pero también nucleares e hidráulicas) determinadas por el Estado y con cargos a la demanda, sea directos o a través de contratos; o esquemas de promociones de tecnologías renovables por fuera del mercado, con contratos de abastecimiento de largo plazo con energía valorizada en el punto de inyección al MEM y que no asumen los riesgos, costos o sobrecostos de vinculación; contratos que, por otra parte tienen fondos públicos de garantía de cumplimiento. Esto devino en una estanqueidad por tecnología que ha limitado el relacionamiento entre privados (con excepciones⁵⁵). En ese contexto, los cogeneradores son tratados como demandantes, consumidores que vuelcan excedentes al sistema.

10 ANEXO II.1

A continuación, se adjunta el detalle pormenorizado de la identificación y la valorización de barreras, así como su segmentación en función del tamaño de los proyectos y de la instancia en que se evalúen (inversión inicial o ida útil).

⁵⁵ Los referidos Res SEN N°1281/06 y MATER, parcialmente.

Fomento de la Cogeneración en Argentina

Identificación y valoración de Barreras

A continuación, se describen las diferentes barreras identificadas, dentro de distintas tipologías.

Están valorizadas según impacten en la nueva inversión o durante vida útil del proyecto y segmentando los proyectos por potencia instalada: < 3MW; 3-50 MW; > 50 MW

		Criterios de Valoración		Tamaño del proyecto							
		Muy baja	1	< 3 MW		3 - 50 MW		> 50 MW			
		Baja	2	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Tipo de limitación (en el tiempo)	Actor institucional
		Media	3								
		Alta	4								
		Muy Alta	5								
Tipología de Barrera	Barrera	Descripción	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Impacto en nueva inversión	Impacto durante vida útil del proy.	Tipo de limitación (en el tiempo)	Actor institucional	
Regulatoria											
	Dos reguladores federales con criterios diferentes	Regulador de gas prioriza flujos al mercado existente, eléctrico: cobertura.	3	1	1	1	1	1	permanente-operativa	SEN- Enargas -ENRE	
	Múltiples reguladores eléctricos para distribución (instalaciones de 132 KV o >)	Cada provincia tiene autonomía para decidir el esquema regulatorio y de funcionamiento de su sistema de distribución. Dispersión criterios y normativa. No hay mercados locales organizados o regulación para valorizar cogeneración o servicios prestados al sistema (pérdidas evitadas, etc.)	1	2	1	1	1	1	permanente- de entrada y operativa	SEN - ENRE -Reguladores Pciales/Legislaturas Pcias-	
	Distintos diseños regulatorios para tarificación eléctrica en distribución	Cada provincia según criterio político- técnico de tarificación distinto. Muchas cargan sobre demandas medianas y grandes los costos de las instalaciones del sistema.	2	3	2	2	2	2	permanente- de entrada y operativa	ENRE -Reguladores Pciales/Legislaturas Pcias- SE	
	Discrepancia de criterios entre normas federales y provinciales en relación a la FTT	PAFTT. En las provincias es firme y las normas federales admiten peajes no firmes (momentáneamente suspendido desde 2019)	3	3	3	3	3	3	permanente-operativa	Regulador Pciales- y Nacional	
	Criterios de tarificación de PAFTT a cogeneración	No hay criterio para FTT de "entrada/salida" en varias Pcias.	5	5	5	5	5	5	permanente-operativa	Reguladores provinciales	
	Jurisdicción y competencia por umbral capacidad instalada.	umbral mínimo de 1 MW (0,5 MW si es renovable intermitente). Por debajo no hay normas específicas de despacho en los sistemas provinciales.	2	2	1	1	1	1	actual permanente	SEN - Reguladores Provinciales	
Mercado eléctrico: en el SADI/MEM											
	Trámites de acceso	al menos 2 permisos administrativos: Calidad de agente MEM, + Acceso al SADI (eventualmente ampliación del sistema de transporte)	2	1	1	1	1	1	permanente de entrada	SEN	
	Costos administrativos MEM: doble rol	como oferentes y demandantes (los autogeneradores)	1	2	1	1	1	1	permanente- entrada y operativa	SEN	
	Caracterización	No por tecnología: solo por régimen de oferta de potencia al MEM: cogenerador (entrega más del 50% de la Potencia Media Anual y autogenerador si entrega menos).	1	1	1	1	1	1	permanente - de entrada y operativa	SEN	
	Complejidad de información	declaraciones estacionales, mensuales, semanales y diarias + declaración de CVP (combustibles). Se penaliza la falta de información (valoriza a 0 en CVP y no se paga firmeza de potencia).	1	2	1	2	1	2	permanente-operativa	SEN	
	Falta flexibilidad para el despacho	Operatoria despacho: queda estructurada como "day ahead", a partir de ello es muy poco flexible para valorizar producto	2	2	2	2	2	2	permanente-operativa	SEN	
	No aceptación de la función integral calor/electricidad. Falta de valorización rendimiento integral	Declaratoria de rendimiento para el despacho prohíbe incorporar o valorizar el calor y el autoconsumo	4	4	4	4	4	4	permanente - entrada y operativa.	SEN	
	Declaración de CVP	"obliga a subdeclarar"	5	5	5	5	5	5	permanente - entrada y operativa.	SEN	
	Valorización /remuneración de energía	por valor horario según ranking de despacho (hoy solo recibe costo operativo). Cuando toman energía del MEM compran a Precio Monómico.	4	5	4	5	4	5	permanente - entrada y operativa.	SEN	

	Valorización / remuneración potencia	cogenerador : valoriza la informada como firme (+20%) si entrega a valor pleno y autogenerador toda a Valor Medio.	3	3	3	3	3	3	permante - entrada y operativa.	SEN
	Prohibición de venta directa a demandante vecino	no acepta figuras consorciales o ventas OTF	4	4	4	4	4	4	permante - entrada y operativa.	SEN
	Limitación de la figura del autogenerador distribuido	Exige el mismo CUIT- eso limita las interacciones entre unidades económicas de un mismo grupo e impide desarrollos conjuntos de 2 o más demandantes de calor/electricidad.	4	4	4	4	4	4	permante - entrada y operativa.	SEN
	Falta de valorización de pérdidas evitadas-	Desde el transporte y la distribución	3	3	3	3	3	3	permante - entrada y operativa.	SEN
	Limitación de contratos en el MAT	Desde 2004. Limita capacidad de valorización sobre spot	4	4	4	4	4	4	permante - entrada y operativa.	SEN
	Res 31/20- capital hundido- compran su propio combustible	Desventaja frente a generadores que quedan en las compras de CAMMESA. Capital debe ser cargado sobre proceso productivo de calor	5	5	5	5	5	5	"transitoria"- entrada y operativa.	SEN
	Cargos MEM : incertidumbre en el tiempo	Asumen sobrecostos (igual que toda la generación salvo Renovar) y como demandantes todos los cargos específicos, tales como FONINVEMEM.	2	2	1	2	1	2	permante - operativa.	SEN
	División del mercado por tecnología	Cada tecnología tiene su esquema de remuneración (hidro, nuclear, renovables y térmicas). La cogeneración no tiene mercado de oferta porque se los trata como demandante.	4	2	4	2	4	2	permanete- de entrada y operativa	SEN
	Falta de visibilidad	frente a la restante generación y actores	3	3	3	3	3	2	permanente- entrada y operativa	SEN
Instalaciones de transporte y distribución										
<i>Transporte</i>	Falta de capacidad en punto de conexión	el proyecto lo debe asumir o, en su caso, puede no optimizar la función materia prima/calor/electricidad. Es especial uso de biomasa	4	2	3	1	3	1	permanente- entrada y operativa	SEN
<i>Distribución</i>	Falta de capacidad en punto de conexión	el proyecto lo debe asumir el costo o, en su caso, puede no optimizar la función materia prima/calor/electricidad. Es especial uso de biomasa	3	2	3	1	3	1	permanente- entrada y operativa	Regulación provincial
	Cargos a la demanda: incertidumbre en el tiempo	Cargos por expansión, otros rubros, según punto de conexión.	1	2	1	1	1	1	permanente- operativa	Regulación provincial
Materia prima										
<i>Gas Natural</i>	Regulación poco dinámica	Precios de referencia estacionales quita vigor a las transacciones. No hay esquemas de expansión de redes de transporte o distribución. Saturación en determinados puntos, debe crecer por cuenta de la demanda.	3	2	2	2	2	2	permanente- operativa	SEN - ENARGAS
	Regulación GN Prioriza entrega demandas residenciales (estacionales)	Esquema de cortes por uso/actividad según punto de entrega (según ubicación pesa distinto)	1	2	1	2	1	3	permanente- operativa	SEN - ENARGAS
	Falta de flexibilidad contractual GAS Natural	disponibilidad: contratación anual take or pay.	2	2	2	2	2	2	permanente- operativa	ENARGAS- proveedores
	difícil redireccionamiento en caso de sobrante	En especial por saturación invernal de redes (limitantes abypass físicos)	1	1	2	2	2	2	permanente- operativa	ENARGAS - MEGSA
	Falta mercados y referencia plurianual de precios	Oligopolio de oferta (aún con comercializadores)	2	2	2	2	2	2	permanente- operativa	ENARGAS- proveedores
	Cargos específicos a la demanda: para subsidios u otros fines: de difícil proyección plurianual.	se pagan aun sin beneficios directos o indirectos.	2	2	1	1	1	1	permanente- operativa	SEN- ENARGAS
<i>Biomasa</i>	Complejidad logística - en relación a la definición tamaño de planta	Dificultad de evaluación uso /disponibilidad de maneria prima/ vapor y electricidad en los puntos donde la biomasa es utilizable (poca demanda eléctrica y redes débiles).	1	2	1	3	1	3	permanente- operativa	operadores de planta
Ordenamiento territorial										
	Jurisdicciones locales sin expertise en diseño de Ordenamiento Territorial que sume eficiencia energética.	Es competencia municipal.	1	1	2	1	2	1	entrada	Municipios

	Cambios normativos . Normas de ordenamiento suelen cambiar en el mediano plazo, como las cargas tributarias	La ubicación de la cogeneración está limitada en función del proceso productivo/ materia prima u otras limitantes.	2	1	1	1	1	1	entrada	Municipios
	Falta de sinergias en Parques Industriales	Los operadores de parques no están familiarizados con las prestaciones de cogeneración. (No hay parques con servicios de calor).	2	1	2	1	2	1	entrada y operativa	Sec Industria/ pcias/ municipios/ aut. Fiscales
Economicas / financieras										
	Inversión: Falta de Instituciones con conocimientos específicos de procesos productivos	Dificultades para apalancar inversiones a través de incentivo fiscales (simil renovables)	5	2	4	1	4	1	entrada	Sector financiero
	Apalancamiento: Falta de instrumentos	Dificultades para apalancar inversiones	4	2	4	1	4	1	entrada	Sector financiero
	Tasas altas	Dificultades para apalancar inversiones	4	3	4	3	4	2	entrada	Sector financiero
	Mercado de cambios	Dificultad para adquirir/renovar tecnologías o servicios	2	3	2	3	2	2	entrada y operativa	BCRA
Normas ambientales										
	Falta de determinación del "valor ambiente"- no se consideran impactos de los distintos tipos de generación	No hay normas que ponderen costos evitados por la tecnología, eficiencias integrales, etc. Limita competitividad en el sector eléctrico	3	3	2	2	2	2	permanente - operativa	Aut ambiental nacional - Autoridad ambiental pcial
	Dispersión de normas administrativas y de criterios para otorgamiento de permisos -Evias- PGAs	Necesidad de especialistas en regulación eléctrica y ambiental	3	3	2	2	2	1	permanente - operativa	Reg. Ambiental pcial
	Superposición de autoridades ambientales -ENRE y autoridad local	Mayores tareas administrativas y presión sobre el gestor operativo sin variar resultado	3	3	2	2	2	1	permanente - operativa	ENRE- Autoridades ambientales pciales.
Tecnológicas / Implementación										
	Falta de relaciones entre decisores politicos/regulatorios	Falta de conocimiento de las autoridades de industria de la sinergia de la tecnología . (compartimento estanco)	3	1	3	1	3	1	entrada	Aut industrial regulacion
	Tipo de tecnología	En general, tecnología madura (integra el parque de generación termoeléctrico y existen plantas de cogeneración).	1	1	1	1	1	1	entrada	proveedores tec. Y scios
	Proveedores de la tecnología	Grandes jugadores, de mucha experiencia, con presencia en el país.	1	1	1	1	1	1		proveedores tec. Y scios
	Programas de desarrollo de la industria nacional	Know how e I+D (experiencia) de los proveedores. Sería costoso el desarrollo local de la tecnología (TG, MCI, TV) ¿confiabilidad? Debería pensarse a largo plazo. Equipos de recuperación/calderas (bajo licencia) tomado como componente local (existen fabricantes locales de calderas y equipos de intercambio).	2	1	2	1	2	1	permanente entrada	Aut industria- I+D
	Desarrollo de proyectos	Para maximizar el potencial de cogeneración es clave contar con capacidades en desarrollo de proyectos (no hay dos proyectos iguales). Podría ser necesaria la contratación de estudios específicos en el exterior.	2	1	2	1	2	1	permanente entrada	proveedores ingeniería- tecnología y servicios
	Operación y mantenimientos: servicios	Los proveedores de los equipos principales ofrecen estos servicios. Experiencia local, operación del parque térmicoeléctrico. En Argentina hay empresas que ofrecen el servicio de operación y/o mantenimiento.	2	1	2	1	2	1	permanente entrada	proveedores ingeniería- tecnología y servicios
Fortalecimiento de capacidades / información										
	Desconocimiento de decisores gubernamentales	Falta de conocimiento de las autoridades de industria de la sinergia de la tecnología (compartimento estanco ind/EE/GN)	3	1	3	1	3	1	permanente- entrada	Autoridades industria - reguladores locales
	Reguladores y autoridades Pcias.	Falta de conocimiento de las prestaciones y beneficios para la distribución EE	4	3	3	3	3	1	permanente- entrada y operativa	reguladores pciales y autoridades pciales
	CAMMESA	Esquema de operación "day ahead" . No analiza pérdidas evitadas, solo despacho marginal	4	3	3	2	3	2	permanente- operativa	CAMMESA
	Provincias	Desconocimiento por parte de los operadores de red.	3	2	3	1	3	2	permanente- entrada y operativa	Reguladores pciales distribuidoras
	Desarrollo de proyectos	Falta de capacidad para desarrollo integral óptimo	3	1	3	1	3	1	permanente- entrada	servicios de ingeniería



ANEXO III: PRODUCTO 3

I. Identificación y descripción de las distintas tecnologías disponibles, así como de los beneficios que traerían, de manera preliminar, a nivel individual en las industrias y a nivel país

II. Cuantificación del potencial de reducción de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) asociados a las reducciones de consumo de energía primaria producto de la implementación de cogeneración

III. Identificación de empresas proveedoras de equipamiento para estimar cuál es la oferta existente

IV. Antecedentes internacionales en la materia



INDICE

1	OBJETO DEL DOCUMENTO	1
2	DEFINICIONES	2
3	TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN	3
3.1	Ciclos de cogeneración	3
3.1.1	Motores	5
3.1.2	Turbinas de gas	6
3.1.3	Turbinas de vapor	7
3.1.4	Ciclos combinados	8
3.1.5	Otras tecnologías	9
3.2	Barreras	12
4	BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN	14
4.1	Ahorro de energía primaria	15
4.2	Emisiones GEI evitadas	18
4.3	Beneficios operativos del sistema eléctrico	19
4.3.1	Pérdidas técnicas evitadas de potencia y energía	20
4.3.2	Diferimiento de inversiones en los sistemas eléctricos	21
4.4	Menores costos para la industria	21
4.5	Valorización económica total	21
5	PROVEEDORES DE TECNOLOGÍA	23
6	ANTECEDENTES INTERNACIONALES	25
6.1	Regulación comparada global	25
6.1.1	EEUU	25
6.1.2	Reino Unido	26
6.1.3	Normas de la Unión Europea	27
6.1.4	España	28
6.1.5	Alemania	29
6.1.6	Dinamarca	29
6.1.7	Holanda	29
6.1.8	Italia	30
6.2	América Latina	30
6.2.1	Brasil	30
6.2.2	Chile	31
6.2.3	México	32
6.2.4	Perú	33
6.2.5	Colombia	33
6.2.6	Uruguay	33
6.3	Resumen	34
6.3.1	Mecanismos de Evaluación de Eficiencia	34
6.3.2	Sistema de medición	34



6.3.3	Permisos	35
6.3.4	Despacho y operación	35
6.3.5	Estímulos económicos	35
7	BIBLIOGRAFÍA.....	37

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 – Beneficios de la cogeneración en distintos niveles	15
Tabla 2 – Eficiencias y Ahorro de energía primaria según esquema de generación	16
Tabla 3 – Situación actual y oportunidades de cogeneración en sectores clave	17
Tabla 4 – Listado de proveedores de equipos para cogeneración.....	24
Tabla 5 – Resumen de las herramientas de regulación relevadas y su pertinencia para el MEM.....	36

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Generación convencional vs. Cogeneración.....	3
Ilustración 2 - Ciclos de cogeneración por <i>topping</i> vs. <i>bottoming</i>	4
Ilustración 3 - Esquema de cogeneración con motor de combustión interna.....	5
Ilustración 4 - Esquema de cogeneración con turbina de gas y postcombustión	7
Ilustración 5 - Esquema de cogeneración con turbina de vapor	8
Ilustración 6 - Esquema de cogeneración con ciclo combinado.....	9
Ilustración 7 - Esquema de ciclo de trigeneración	10
Ilustración 8 - Esquema de cogeneración con turbina de gas y postcombustión	11
Ilustración 9 - Esquema de un ciclo de Rankine orgánico.....	12
Ilustración 10 - Evolución de la potencia instalada (MW) en la generación eléctrica de Argentina.....	12
Ilustración 11 - Múltiples Beneficios de la Eficiencia Energética.....	14
Ilustración 12 – Metodología de cálculo “Emisiones evitadas por AEP”	19
Ilustración 13 – Pérdidas mensuales en el MEM (año base 2017)	20



1 OBJETO DEL DOCUMENTO

El presente documento contiene una descripción de las actividades II a V realizadas en el marco de la consultoría “Desarrollo de Hoja de Ruta integral para el fomento de la Cogeneración en la República Argentina”.

Las actividades mencionadas son las siguientes:

- I. Identificación y descripción de las distintas tecnologías disponibles, así como de los beneficios que traerían, de manera preliminar, a nivel individual en las industrias y a nivel país.
- II. Cuantificación del potencial de reducción de emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) asociados a las reducciones de consumo de energía primaria producto de la implementación de cogeneración.
- III. Identificación de empresas proveedoras de equipamiento para estimar cuál es la oferta existente.
- IV. Antecedentes internacionales en la materia.



2 DEFINICIONES

A manera preliminar, es importante dejar en claro algunas definiciones que se utilizarán a lo largo de todo el documento.

Si bien desde el punto de vista tecnológico la cogeneración es la producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea; la regulación argentina actual, a través de la Res. SEN N°61/1992 y modificatorias, y Los Procedimientos de CAMMESA, en su Anexo XII, definen a los cogeneradores y autogeneradores a través de los siguientes requisitos técnico-operativos de su vinculación con el sistema eléctrico:

- Unidad de potencia instalada mayor a 1 MW. (en ambos casos).
- Autogenerador: consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios. Esta definición incluye a la tecnología de cogenerador, pero es más amplia dado que alcanza también a generadores de energía eléctrica como producto secundario, pero que no necesariamente generan calor o energía térmica de manera conjunta.
- Autogenerador distribuido: se considera Autogeneración Distribuida¹ a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Tanto las centrales de generación como las demandas deberán tener el mismo N° de CUIT.
- Cogenerador: genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. Esta segunda segmentación también incluye la tecnología de cogeneración.

En ambas definiciones se puede cogenerar. La segmentación regulatoria está planteada por si el agente solamente inyecta (cogenerador) o también adquiere del MEM potencia y energía, por un lado y por el otro, si puede entregar una potencia media anual del 50% o en el caso de los autogeneradores cubrir el 50% de su demanda anual informada.

*A los fines del presente Informe, se considera
Cogeneración como la definición tecnológica,
mencionada inicialmente: producción de energía térmica
y eléctrica en forma secuencial y simultánea.*

¹ Resolución 269/2008, Secretaría de Energía. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/140000-144999/140552/norma.htm>



3 TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN

Normalmente las instalaciones productivas compran energía eléctrica a la red y cubren su demanda térmica autogenerando el calor que necesitan en calderas u otros equipos independientes. Esto trae consigo ineficiencias inherentes de los sistemas no integrados e ineficiencias de cada proceso, las cuales se suman a la hora de contabilizar las pérdidas energéticas.

Si en cambio, se integran ambos procesos de manera tal de producir de manera conjunta y secuencial energía térmica y eléctrica o mecánica, la eficiencia del conjunto mejora y con ella se reduce el consumo de combustible y por ende el de emisiones de gases de efecto invernadero. Estos procesos integrados se conocen como cogeneración. (Fushimi, 1999)

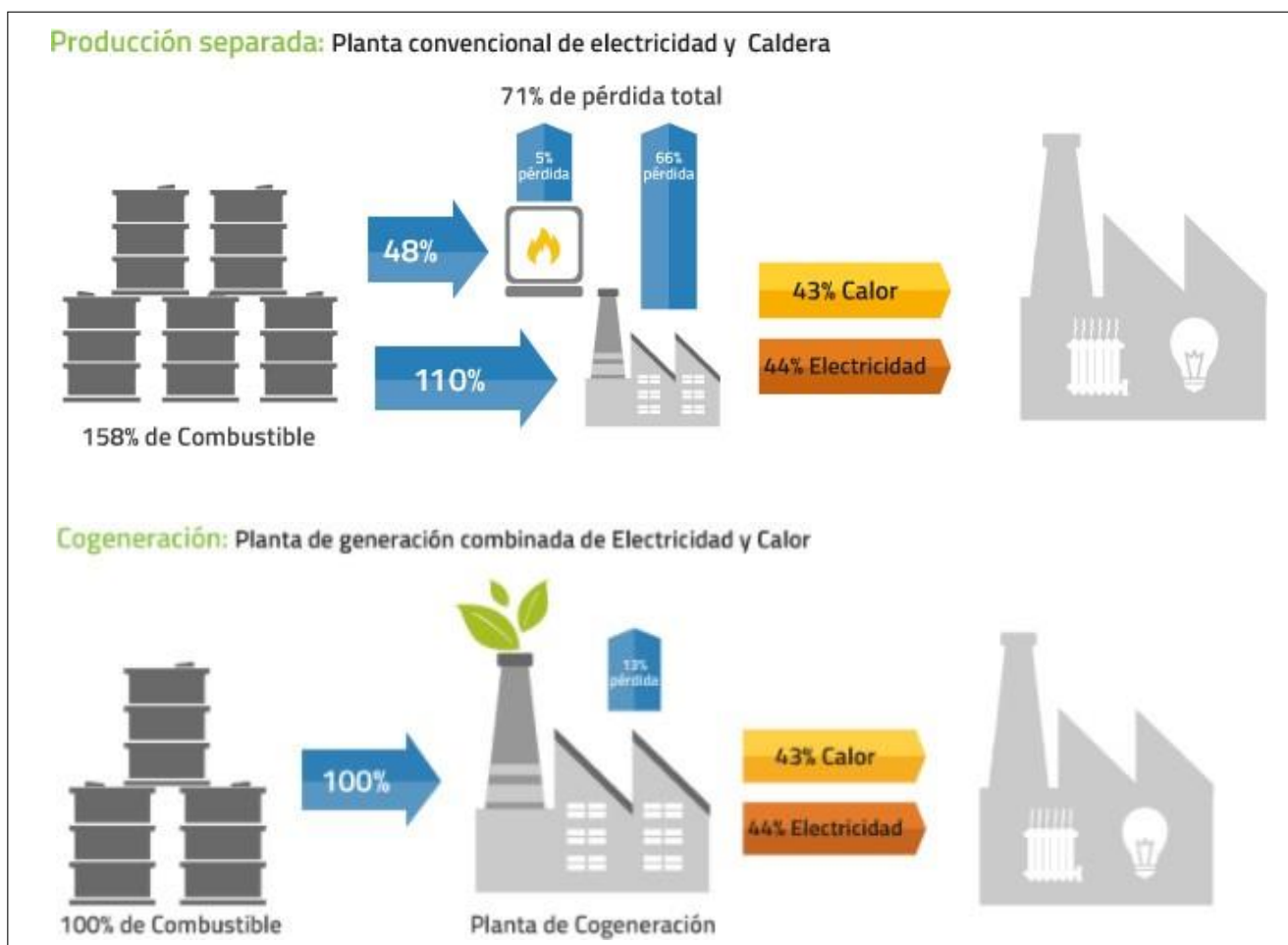


Ilustración 1 - Generación convencional vs. Cogeneración
FUENTE: Agencia de Sostenibilidad Energética, Chile

3.1 Ciclos de cogeneración

La cogeneración se construye en base a cualquier ciclo térmico convencional; la ubicación adecuada de los procesos de conversión de la energía del combustible en energía mecánica y calor



útil maximizan la eficiencia del conjunto y el orden secuencial de su integración da origen a dos esquemas diferentes denominados “cogeneración por *topping*” y “cogeneración por *bottoming*”.

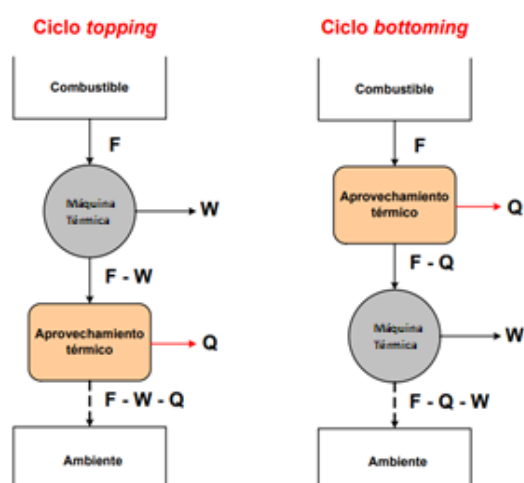


Ilustración 2 - Ciclos de cogeneración por *topping* vs. *bottoming*

Si el combustible primero es utilizado para la generación de energía eléctrica o mecánica y luego se produce la energía térmica este ciclo se denomina cogeneración por *topping* o ciclo superior. Y si se encuentran ordenados en una secuencia invertida se denomina cogeneración por *bottoming* o ciclo inferior. Sea cual sea el orden de estos procesos es fundamental que trabajen de manera secuencial y simultánea.

Para que un ciclo sea considerado de cogeneración el flujo de energía debe ser usado de manera secuencial o en cascada por los procesos de conversión, empezando desde el combustible, esto garantiza que no sean procesos de generación no integrados. Adicionalmente, se debe producir, al mismo tiempo, electricidad o energía mecánica y calor útil a partir de un combustible.

Sin una demanda de calor no hay posibilidad práctica de desarrollar una cogeneración, y las características de esta demanda (temperatura, cantidad y constancia) acotan los esquemas a seleccionar (Villares Martín, 2003). Mientras que la demanda eléctrica suele no ser una restricción si el sistema se encuentra conectado a la red y tiene la posibilidad de intercambiar energía con ésta.

La temperatura del calor útil requerido incide en el esquema de cogeneración a desarrollar. Si un proceso requiere una elevada temperatura, por ejemplo 560°C , y los gases de combustión que suministran el calor se encuentran a 600°C la utilización de una turbina de vapor solo sería posible con un esquema de cogeneración del tipo *bottoming*. Pero, si se empleara una turbina de gas, sería factible el desarrollo de un esquema de del tipo *topping*.

Teniendo en consideración las temperaturas de trabajo de los procesos industriales se puede visualizar rápidamente que tipo de ciclo de cogeneración es factible aplicar.

En los casos de cogeneración por *bottoming*, habitualmente, son los tecnólogos quienes, desde el diseño, integran energéticamente los elementos necesarios para el aprovechamiento del calor residual. Obteniendo así vapor, de elevado contenido energético, que luego puede ser utilizado en la generación de energía mecánica o eléctrica. Otra opción es el aprovechamiento de la energía térmica de gases calientes de escape de hornos, secadores o equipos de fuego directo, ya que en procesos no optimizados se pueden emitir gases de combustión con temperaturas de 300 a 1200°C y volúmenes mayores a los que emiten los generadores de vapor, por tener excesos de aire considerables.

Sin embargo, en la mayoría de los procesos industriales la demanda calor es de baja o media calidad (menor contenido energético, por unidad de masa, que el caso anterior). En estos casos el modelo de cogeneración por *topping* es el más adecuado porque el calor residual, desecho del proceso de generación de potencia, se puede emplear para satisfacer las necesidades térmicas.



Los sistemas superiores o por *topping* se utilizan ampliamente en diversos procesos industriales, tales como los utilizados en la industria de la celulosa y papel, química, textil, cervecera, azucarera, agroindustria, alimentos, así como otras que requieren vapor o agua caliente para realizar tales procesos.

La cogeneración puede llevarse a cabo a partir de motores de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor y/o ciclos combinados; y a continuación se hace una breve presentación de estos ciclos tecnológicos, su aplicación y eficiencias típicas alcanzables en la tapa de diseño

3.1.1 Motores

Aspectos técnicos

En los ciclos de cogeneración con motores de combustión interna, estos equipos son los encargados de convertir la energía del combustible en energía mecánica o eléctrica. Y la energía térmica se obtiene de la recuperación del calor perdido en los gases de escape, los circuitos de refrigeración de aceite y agua respectivamente y/o por radiación. La energía recuperada, se puede utilizar de manera directa o indirecta, en este último caso se requiere de un recuperador de calor para, por ejemplo, producir vapor o agua caliente. Mientras que, en las aplicaciones directas, el calor residual es aprovechado en procesos de secado o acondicionamiento de corrientes (ajustes de parámetros como contenido de agua, humedad, y/o temperatura).

La estrategia de aprovechamiento del calor útil dependerá de las características particulares de la demanda térmica, básicamente de la temperatura y cantidad. En sistemas de cogeneración basados en motores de combustión interna, habitualmente se utilizan dos tipos de motores de combustión interna como accionamientos primarios: el motor Otto a gas y el motor Diesel. Este último tiene una mayor eficiencia eléctrica que el motor a gas, pero su eficiencia térmica no es tan alta, por lo que el motor diesel tiene una menor relación calor-energía eléctrica.

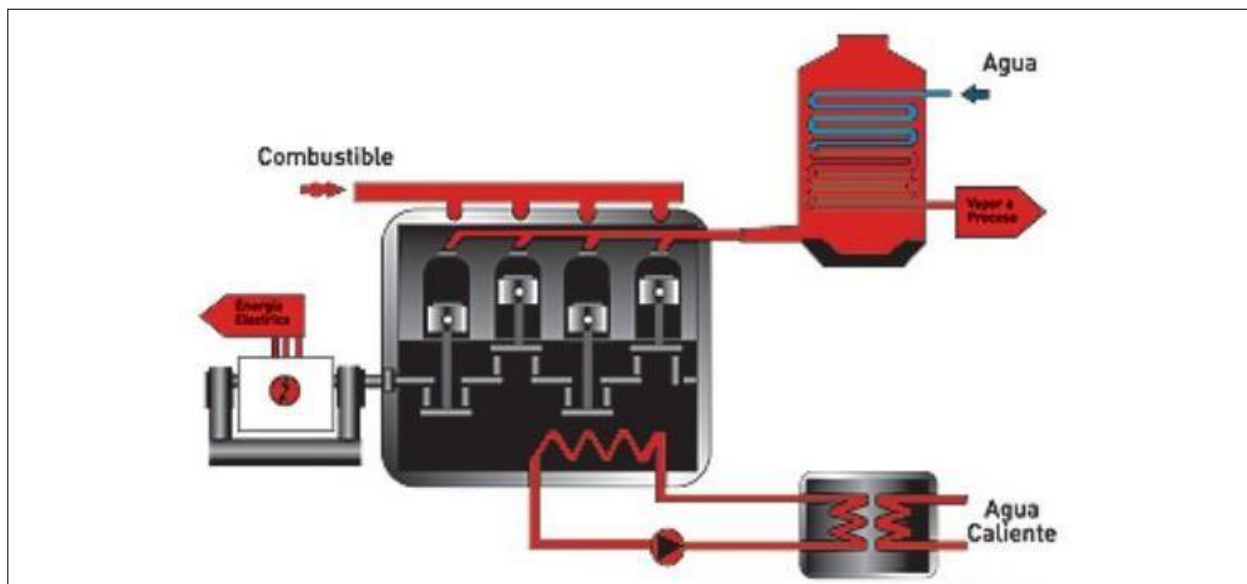


Ilustración 3 - Esquema de cogeneración con motor de combustión interna
FUENTE: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), España

Aplicaciones y eficiencias

Esta tecnología es conveniente para potencias bajas, desde 1MW o incluso menores y hasta 15 o 20 MW, y donde además la demanda térmica es de baja calidad. Como se mencionó anteriormente, en esta misma sección, por lo general se puede recuperar vapor a baja presión (hasta 10



bares), calentar aceite térmico y producir agua caliente (del aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor).

Cabe mencionar también, que los gases de escape pueden aprovecharse como calor útil de manera directa en procesos de secado, cocción, etc. Esta recuperación sustituye, de manera total o en algunos casos de manera parcial, los gases calientes obtenidos de un quemador convencional.

Los motores de combustión interna son las máquinas térmicas de mayor rendimiento, pueden llegar a convertir alrededor del 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que este rendimiento aumente en los próximos años. Si además se tiene en cuenta que, con un buen diseño de la cogeneración, se puede recuperar calor útil de los sistemas de refrigeración en un 20% y de los gases de escape en un 25%; la eficiencia global del conjunto rondará el 90%.

3.1.2 Turbinas de gas

Aspectos técnicos

Cuando se hace referencia a sistemas de cogeneración con turbina de gas, cabe recordar que para la generación de energía mecánica no solo se emplea una TG. Se trata de un módulo turbo-generator que está compuesto por un compresor de aire (accionado por la misma turbina), cámara de combustión (donde se mezcla el aire con el combustible y luego se realiza la combustión) y turbina. Esta última es la encargada de transformar la energía liberada por el combustible en energía mecánica y luego el alternador transforma la energía mecánica en eléctrica.

La gran evolución que ha experimentado la tecnología de turbinas de gas, sumado a sus ventajas termodinámicas han impulsado la aplicación de estos sistemas por encima de los sistemas de vapor.

Estos equipos normalmente emplean gas natural o diesel, pero también puede emplear otros combustibles con alto grado de pureza (limpios) como ser: GLP, propano, gases obtenidos a partir de la gasificación del carbón o de biomasa.

Desde el concepto de cogeneración y en la búsqueda del máximo aprovechamiento del combustible, una de las desventajas que presenta esta tecnología es la reducción de eficiencia a cargas parciales (bajo condiciones de operación de cargas parciales).

La energía de los gases escape de la turbina es recuperada y aprovechada como calor útil. Se trata generalmente de volúmenes de gases mayores y hasta muy superiores a los escapes de los motores de combustión interna, los cuales además se encuentran a temperaturas elevadas. El calor recuperado puede usarse de manera directa, por ejemplo: en procesos industriales, o puede ser enviado a una caldera de recuperación para generar vapor y ser aprovechados de manera indirecta.

Cuando el aprovechamiento de los gases de escape es de manera indirecta, la recuperación energética tiene lugar en lo que se conoce como caldera de recuperación o HRSG², por sus siglas en inglés. Estas pueden ser de dos tipos: piro o humotubulares (donde los gases calientes residuales pasan por tubos que están sumergidos en agua) o acuotubulares (en este caso el agua pasa por el interior de los tubos y los gases calientes envuelven los tubos).

Cuando la demanda térmica es algo superior al calor útil recuperable con alguna de las calderas mencionadas, se puede adicionar quemadores; conocidos también como postcombustores. Debido a que los gases de escapes de las turbinas contienen un alto exceso de oxígeno, el quemador adicional operará de manera eficiencia no solo por el alto contenido de O₂ sino también porque se encuentra a temperaturas elevadas.

² Heat Recovery Steam Generator

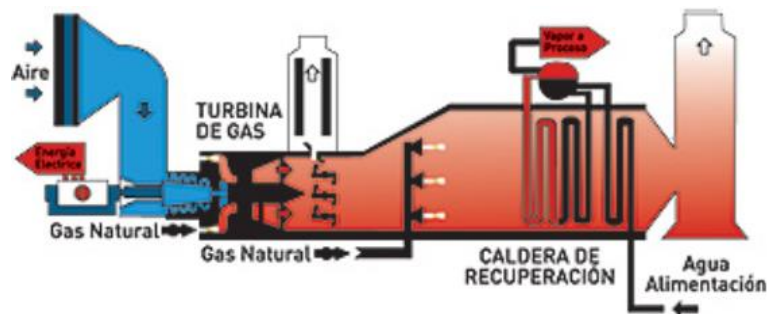


Ilustración 4 - Esquema de cogeneración con turbina de gas y postcombustión
FUENTE: IDAE, España

Aplicaciones y eficiencias

Esta tecnología es conveniente para cubrir de grandes a medianas demandas térmicas, en un rango amplio rango de calidad (de alta a bajas presiones y temperaturas). La potencia más baja puede rondar el 1MW, o incluso menores, y puede superar los 300 MW. Tiene como desventaja que la relación potencia eléctrica/ potencia térmica es constante, por lo que en caso de que la demanda no está balanceada se deberá contar con una conexión a la red eléctrica para suministrar los excedentes.

Las nuevas turbinas de gas son las máquinas térmicas de rendimientos intermedios, menores a los motores, pueden llegar a convertir alrededor del 30 al 35% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica. Si además se tiene en cuenta que, con un buen diseño de la cogeneración, se puede recuperar calor útil de los gases de escape en un 80% aproximadamente; y la eficiencia global del conjunto puede rondar un 80% y hasta un 90%.

3.1.3 Turbinas de vapor

Aspectos técnicos

A diferencia de los dos ciclos anteriores, donde el calor útil era un aprovechamiento³ de la generación de electricidad, los ciclo con turbinas de vapor normalmente generan electricidad como un subproducto del calor útil (vapor).

En una cogeneración de este tipo, el vapor que se expande en la turbina puede, en parte, extraerse para ser usado como calor útil. Las extracciones pueden realizarse en etapas intermedias de la turbina y a la vez aprovechar las condiciones del vapor a la salida de la TV, luego de la expansión.

La energía eléctrica generada por unidad de combustible a partir de este sistema es inferior a la generada por un ciclo con turbina de gas.

Esta tecnología puede utilizar una amplia gama de combustibles, tan amplia que podría decirse que cualquier tipo de combustible, sólido, líquido y/o gaseoso, de poder calorífico bajo o alto es factible de emplearse como fuente térmica.

Generalmente, los sistemas de cogeneración por *topping* surgen cuando ya se dispone de una caldera que produce vapor con fines térmicos y está definida la calidad y cantidad de vapor que requiere, por ejemplo, un proceso y se desea convertir este sistema mono propósito en una cogeneración. Para adaptarlo, se reemplaza el generador de vapor, por otro que permita obtener vapor de alta presión sobrecalentado, y se agrega una turbina de vapor de contrapresión, cuyo vapor de escape tiene el mismo estado que el que se producía en la caldera original.

³ Aprovechamiento a nivel integración de tecnologías, pero estas se dimensionan en base a la demanda térmica.

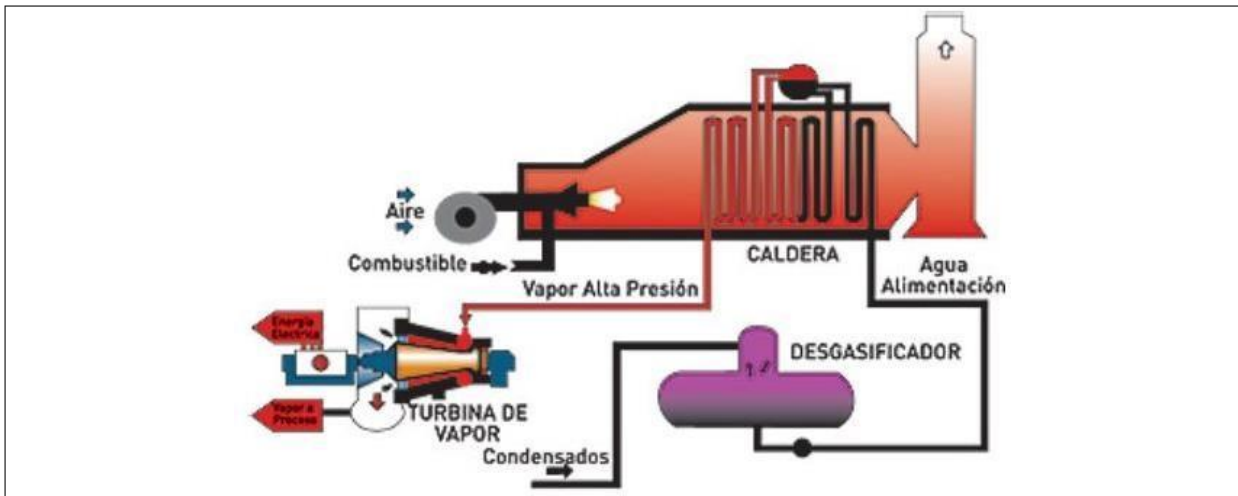


Ilustración 5 - Esquema de cogeneración con turbina de vapor
FUENTE: IDAE, España

Aplicaciones y eficiencias

Como se mencionó anteriormente, los ciclos con TV son adecuados cuando el objetivo principal es la generación de calor útil y como subproducto (aprovechamiento) se genera potencia. Son empleados cuando se requiere satisfacer demandas térmicas a diferentes niveles de presión (red de vapor), debido a que se pueden utilizar turbinas con diferentes niveles de extracción. Son turbinas multietapas y están disponibles desde potencias que rondan el 1MW y llegan a superar los 200MW. Tiene como desventaja una eficiencia eléctrica limitada.

Esta tecnología también suele ser ampliamente utilizada en casos donde se dispone de combustibles residuales, residuos biomásicos (como, por ejemplo: bagazo, cáscaras de semillas o residuos forestales, entre otros) u otros tipos de residuos.

En estos esquemas las turbinas de vapor se emplean con el objetivo de aprovechar la energía de la expansión del vapor de alta presión, es decir, como una recuperación energética o subproducto. De aquí que la producción de electricidad es baja y por ende los porcentajes de conversión eléctrica son bajos, por lo general de entre el 7% y 15% (pudiendo llegar al 25% dependiendo del caso). Pero en contrapartida la generación de calor útil es elevada y con un buen diseño, el rendimiento global de la cogeneración puede superar el 90%.

3.1.4 Ciclos combinados

Aspectos técnicos

También se puede cogenerar a partir de ciclos combinados. En este caso la generación de energía mecánica/eléctrica se obtiene de dos ciclos térmicos convencionales distintos; un ciclo de gas (turbina de gas o motor de combustión interna) más una turbina de vapor. Los gases calientes de salida del ciclo de gas son direccionados a un recuperador de calor, caldera, donde se genera vapor para luego expandir en una turbina de vapor. De esta forma se genera electricidad adicional, con lo que se incrementa el rendimiento eléctrico y por ende el rendimiento global de la instalación.

La energía térmica puede obtenerse de a la salida de gases caliente de la máquina térmica a gas, del recuperador de calor y/o como extracción de vapor de la turbina de vapor. Para mejorar el rendimiento energético de la planta se puede instalar un generador de vapor de dos niveles de presión, este permite recuperar una mayor cantidad de calor de la corriente de calor residual, gases de escape de la TG.

Y si la demanda de calor útil es superior a la que puede proporcionar los gases de escape, se incrementa la producción de vapor utilizando un quemador de postcombustión, el cual se



encuentra en la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son ricos en oxígeno (en un ciclo combinado con motor alternativo no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno).

Debido a que este ciclo surge de la combinación de los ciclos presentados anteriormente, las apreciaciones y comentarios desarrollados anteriormente en esta sección son totalmente aplicables.

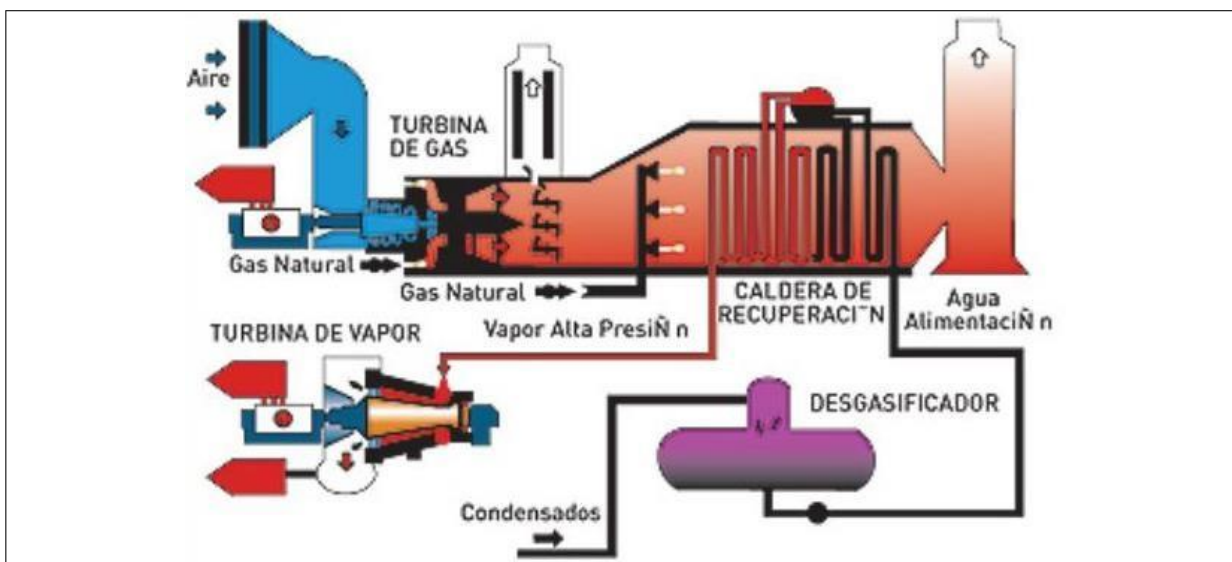


Ilustración 6 - Esquema de cogeneración con ciclo combinado

FUENTE: IDAE, España

Aplicaciones y eficiencias

Debido a que este ciclo surge de la combinación de los ciclos presentados anteriormente, las aplicaciones presentadas anteriormente son totalmente válidas. Lo diferencian las mejoras en los rendimientos y relación Q/EE, pero aumentan también los niveles de inversión.

Una cogeneración de ciclo combinado con turbinas de gas más turbina de vapor, pueden llegar a convertir alrededor del 40 o 45% de la energía del combustible en energía eléctrica. Si además se tiene en cuenta que, con un buen diseño para la recuperación de calor, se pueden aprovechar los gases de escape y alcanzar rendimientos térmicos superiores al 40% aproximadamente; y la eficiencia global del conjunto puede rondar el 80% y hasta incluso superar el 90%.

3.1.5 Otras tecnologías

No es objeto de este trabajo desarrollar de manera minuciosa todos los tipos de tecnologías que de alguna manera pueden formar parte de un esquema de cogeneración. Sin embargo, se ha puesto mayor énfasis en aquellas tecnologías con alto potencial de penetración en el sector industrial argentino (FVS Argentina, 2012) y a la vez con un alto grado de madurez no solo a nivel mundial sino también local.

Trigeneración

Cuando el calor residual se aprovecha como calor útil y otra parte se direcciona a una máquina de absorción se genera frío. En estos casos se obtiene una trigeneración, porque se han obtenido tres tipos de energía (electricidad, calor y frío).

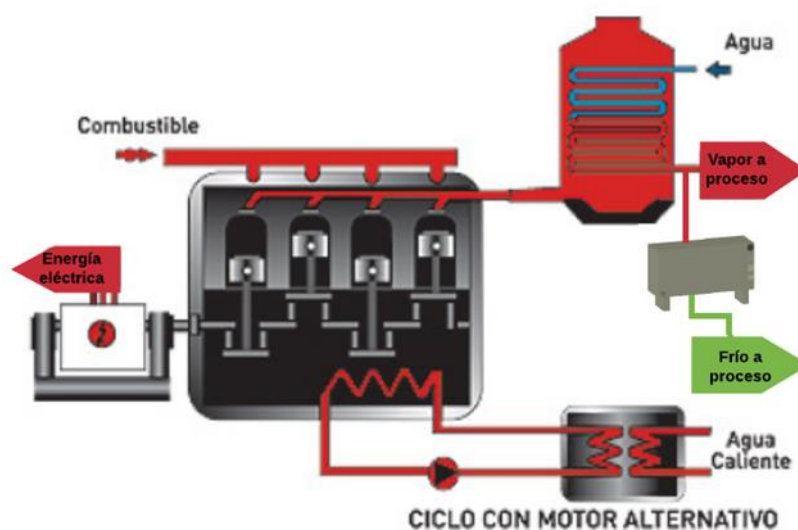


Ilustración 7 - Esquema de ciclo de trigeneración
FUENTE: Ingenieros.es

Cuando existe algún requerimiento importante de refrigeración en las proximidades de una planta de cogeneración, podría ser factible la implementación de un proyecto de este tipo. Podría ser atractivo para industrias del sector alimenticio. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en sectores industriales con grandes naves de producción donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de cogeneración clásica.

Dependiendo del tipo de tecnología que se utilice, pueden llegar a convertir alrededor del 30 o 45% de la energía del combustible en energía eléctrica. Luego, el calor residual recuperado, se pueden aprovechar tanto en la producción de calor como de frío y los porcentajes de recuperación por tipo de energía dependerá de las demandas específicas. Lo importante es que con un buen diseño se pueden alcanzar rendimientos globales de entre el 80 y 90%.

Absorción

Los sistemas de cogeneración que se suelen integrar con máquinas de absorción son los motores de combustión interna y las turbinas de gas; ya sean a ciclo simple o combinado.

Las máquinas de absorción más utilizadas son las de bromuro de litio, aplicables cuando la demanda de frío no está por debajo de los 5,5°C, y las de amoníaco, cuando se trabaja por debajo de 0°C.

Se puede visualizar el generador. En este, amoníaco es llevado al punto de ebullición gracias al aprovechamiento del calor residual a recuperar; estos equipos suelen contar un quemador a modo de seguridad. El fluido refrigerante, amoníaco, se vaporiza y se separa del agua a una presión elevada (cercana a los 20 bares) y luego es enviado al condensador. En este último, el amoníaco se condensa por enfriamiento, ya sea con al aire exterior o con un sistema de agua de enfriamiento.

Luego de una expansión el amoníaco líquido se envía al evaporador, donde la presión de trabajo ronda los 4 bares. A causa de la variación de presión, el amoníaco se vaporiza absorbiendo calor del circuito o sistema que se quiere refrigerar, por ejemplo: una cámara de conservación.

Estos vapores de amoníaco pasan luego por el equipo de absorción, donde son absorbidos por el agua proveniente de la separación amoníaco-agua que se produjo en el generador.

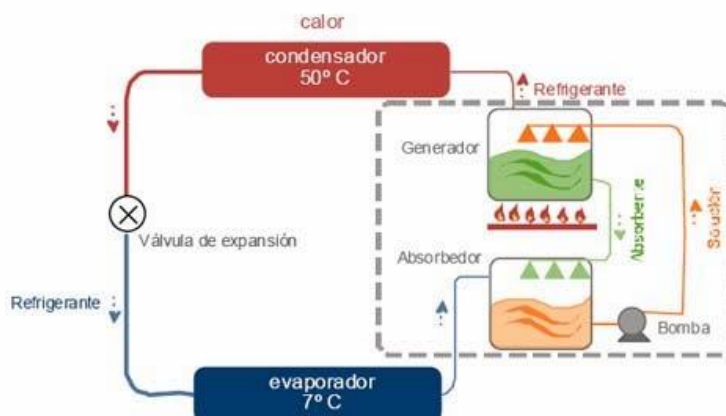


Ilustración 8 - Esquema de cogeneración con turbina de gas y postcombustión
FUENTE: (Arnabat, 2019)

Tetrageneración

Una variante más de la opción de trigeneración, en la que además de producir electricidad, calor y frío, es la tetrageneración donde además se produce energía mecánica en una turbina para el accionamiento de equipos como, por ejemplo, bombas, compresores de proceso o para producir aire comprimido.

Un ejemplo de este esquema podría ser la adaptación de un ciclo de cogeneración con ciclo combinado, donde la turbina de vapor en lugar de generar energía eléctrica adicional se destine al accionamiento de un equipo específico dentro de las instalaciones productivas. Además, el aprovechamiento del calor residual en parte se emplea como calor útil y otra parte se utiliza para generar frío (acorde a lo mencionado en la sección sobre absorción).

El alto grado de integración y la complejidad de estos esquemas frente al hecho de que las grandes oportunidades actuales para cogeneración en Argentina se pueden llevar a cabo bajo esquemas más sencillos, hacen de esta alternativa tecnológica una opción a considerar a mediano y largo plazo.

Rankine orgánico

Esta tecnología es apropiada para aplicaciones de aprovechamiento de calor residual de baja calidad para producir electricidad. El principio de funcionamiento es el mismo que el ciclo termodinámico para las tecnologías con turbina de vapor, pero su fluido de trabajo no es agua. Entre los fluidos de trabajo se lo llama orgánico porque suelen ser compuestos químicos con cadenas de hidrocarburos, como por ejemplo propano y/o butano.

Esta tecnología, pese a ser poco utilizada, representa una opción viable para recuperar calor que de otra se liberaría a la atmósfera por su baja calidad. Se puede generar electricidad con fuentes de calor a temperaturas bajas a partir de los 90°C u 80°C.

Los rangos de generación oscilan entre los 200kW a los 15 MW eléctricos, para lo cual requiere mínimo una entrada térmica de 1.2 MW térmicos.

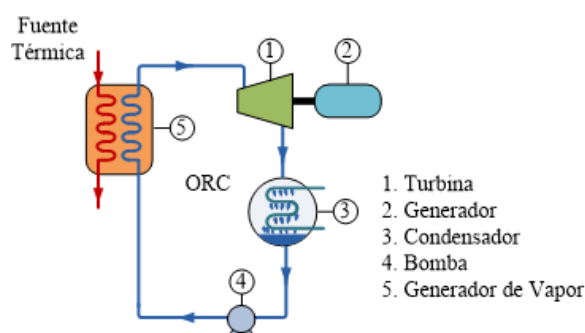


Ilustración 9 - Esquema de un ciclo de Rankine orgánico
FUENTE: (Merlos, 2014))

3.2 Barreras

Cuando se plantean casos de negocio sobre proyectos de cogeneración, no se cuestiona la mejora que estos aportan en el aprovechamiento de la energía del combustible y el incremento de la eficiencia energética del conjunto.

Se puede decir también que se trata de una tecnología madura, aun cuando existan nuevos desarrollos tecnológicos o se trabaje en la mejora de las tecnologías existentes, existen un gran número de plantas de cogeneración en el mundo y también las hay en el país y desde hace tiempo.

Además, la tecnología que compone una instalación de cogeneración vs la tecnología del parque de generación térmico del país no presenta grandes diferencias. Este último está integrado por turbinas de gas, turbinas de vapor, motores de combustión interna, y en sus instalaciones se pueden encontrar distintos tipos de calderas, recuperadores de calor y sistemas de postcombustión. La imagen siguiente muestra la evolución de la potencia instalada del parque de generación eléctrico argentino desde 1992, en esta puede observarse la presencia de todas las tecnologías antes mencionadas.

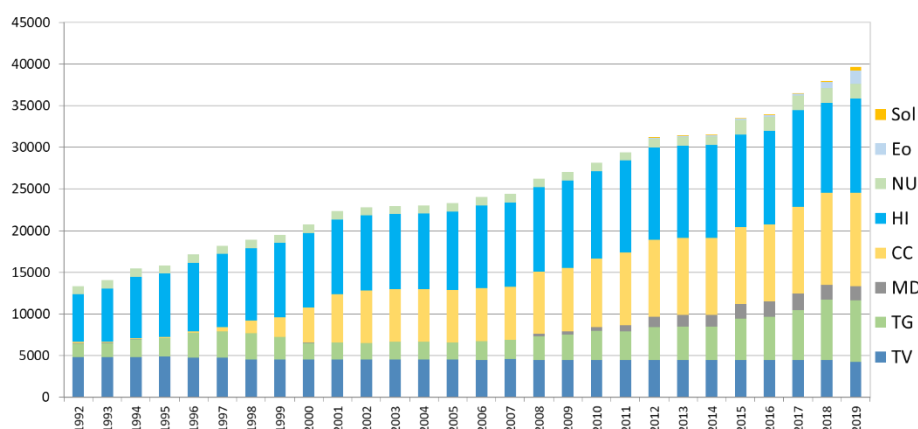


Ilustración 10 - Evolución de la potencia instalada (MW) en la generación eléctrica de Argentina
FUENTE: CAMMESA

Respecto de la madurez de la tecnología y su presencia en el país cabe recordar que las primeras centrales termoeléctricas de gran escala se basaron en ciclo térmicos con turbinas de vapor. Y si bien los primeros ciclos combinados se pusieron en marcha hacia finales de los años noventa, hace ya 30 años, las turbinas de gas integraban el parque de generación con antelación (hace ya unos 50 o 60 años).

Asociado a lo tecnológico se citan barreras para la cogeneración que tienen que ver con el mantenimiento de las instalaciones y su confiabilidad ya que un cliente clave, quien demanda el calor



útil, puede verse afectado por la interrupción de este servicio. Volver a observar el parque de generación termoeléctrico podría ayudar también a analizar este supuesto condicionante.

Los problemas técnicos van a estar en gran medida condicionados por la forma de operar, y luego, la confiabilidad y disponibilidad dependerán del mantenimiento que se realice. Y aquí nuevamente se puede referenciar al sector termoeléctrico argentino, como base para la formación de personal para estas tareas y cabe mencionar también que existen empresas que su core es prestar este tipo de servicios a las centrales y/o plantas de generación eléctricas aisladas (como es el caso del área petrolera que no cuenta con suministro eléctrico por redes).

Por lo tanto, hay capacidades locales para la operación y mantenimiento de estas tecnologías y además presentan una alta confiabilidad. Compartir este tipo de datos y la experiencia basada en casos reales de cogeneración de nuestro país podría generar confianza y evitar la barrera que genera la asimetría de información.

Si bien la tecnología no se desarrolla en el país, los principales proveedores se encuentran en el país y desde hace tiempo brindan servicios de posventa y mantenimiento para garantizar la confiabilidad de las máquinas. Es decir, la tecnología no sería una barrera, pero sí lo serían temas más de mercado, financiamiento e importaciones, entre otros.

Podría ser necesario reforzar algunas capacidades locales más relacionadas con el diseño y desarrollo de ingeniería de una planta de cogeneración. Ya que estos proyectos son con un traje a medida, solo a través de una correcta utilización del calor la eficiencia de una planta de cogeneración puede alcanzar rendimientos elevados.



4 BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN

De acuerdo con el informe de la Agencia Internacional de Energía “*Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*”⁴ (International Energy Agency, 2015), los beneficios que presenta la eficiencia energética son múltiples y van mucho más allá del mero ahorro de energía. La cogeneración, como medida de eficiencia energética por excelencia, no está exenta de este concepto.

En términos generales, los beneficios de la eficiencia energética podemos categorizarlos en aspectos energéticos, económicos, ambientales y sociales; cada uno con diferentes públicos beneficiados. Como aspectos energéticos tenemos ahorro de energía, seguridad energética y acceso; en beneficios económicos encontramos aquellos relacionados directamente con los precios y los costos de la energía, pero también impacto macroeconómico, presupuesto público, productividad e ingresos disponibles para otros usos. Desde el punto de vista ambiental, la eficiencia energética impacta positivamente en la reducción de GEI y también en la calidad de aire. Por último, a nivel social, aparece la mitigación de la pobreza, como consecuencia de los impactos económicos positivos; la salud y bienestar, derivados de los beneficios ambientales y de la mejora de la calidad de vida por implementación de medidas de eficiencia en los hogares, y la creación de nuevos empleos.



Ilustración 11 - Múltiples Beneficios de la Eficiencia Energética
FUENTE: elaboración propia en base a IEA

⁴ <https://www.iea.org/reports/capturing-the-multiple-benefits-of-energy-efficiency>



Si nos focalizamos en los beneficios que genera la cogeneración, podemos categorizarlos de la misma manera, a la vez que analizamos los impactos a nivel individual de las industrias, a nivel del sistema eléctrico y a nivel país. A continuación, se presenta un resumen con la segmentación mencionada, donde se enumeran no solo los beneficios directos y que pueden ser cuantificados, sino también los co-beneficios que normalmente son más difíciles de cuantificar, pero es importante tenerlos presentes al momento de establecer una política pública.

Beneficios	Sector impactado		
	Industria	Sistema eléctrico	País
Energéticos	↓ consumo de energía ↑ disponibilidad de energía para otros usos ↑ confiabilidad operativa	↓ pérdidas técnicas en sistemas de transporte y distribución ↑ confiabilidad operativa	Ahorro de energía primaria Mejora de balanza energética ↑ seguridad energética
Económicos	↓ costos operativos ↑ productividad y competitividad	↓ inversiones o diferimiento en el tiempo	Mejora de balanza comercial Movilización de economías regionales ↓ gasto público en salud
Ambientales	↓ emisiones GEI ↓ emisiones locales y mejora de calidad de aire ↓ desechos biomásicos ⁵	↓ factor de emisiones de la red	↓ emisiones GEI ↓ emisiones locales y mejora de calidad de aire Aprovechamiento de desechos biomásicos
Sociales	↓ problemas respiratorios de empleados y comunidad donde operan	↑ acceso a la energía en zonas con deficiencias en los sistemas de distribución	↓ problemas respiratorios ↑ empleos locales calificados ↑ acceso a la energía de sectores vulnerables

Tabla 1 – Beneficios de la cogeneración en distintos niveles

4.1 Ahorro de energía primaria

El ahorro de energía primaria es uno de los principales beneficios de la cogeneración, producto de la mayor eficiencia por generación conjunta de energía eléctrica y térmica. La ganancia de eficiencia dependerá de la tecnología utilizada, y aun con una tecnología definida, del diseño específico realizado para cada planta industrial en función de sus requerimientos térmicos.

No obstante, se realizan a continuación algunas estimaciones de los ahorros de energía primaria que pueden obtenerse por generación conjunta de calor y electricidad respecto de la producción a través de sistemas no integrados, esto es, calor a partir de una caldera convencional y electricidad del SADI.

Esquema de generación de energía eléctrica y térmica	Eficiencias	Ahorro de energía primaria (%)
--	-------------	--------------------------------

⁵ Aplica a aquellas industrias con potencial de cogeneración en base a biomasa



Sistema no integrado (vapor en caldera convencional y electricidad del MEM)	Vapor: 85% caldera a GN o biomasa Electricidad: 44.12%	-----
Cogeneración con caldera a biomasa y turbina de vapor	Cogeneración (eficiencia global): 80%	6.17%
Cogeneración con caldera a GN y turbina de vapor	Cogeneración (eficiencia global): 80%	6.17%
Cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación	Cogeneración (eficiencia global): 90%	27.84%

Tabla 2 – Eficiencias y Ahorro de energía primaria según esquema de generación

Supuestos:

- La generación de vapor en caldera convencional se asume con igual eficiencia en base a GN o a biomasa.
- Se asume una eficiencia promedio para los distintos esquemas de cogeneración mencionados, aunque los mismos son valores conservadores que pueden ser sustancialmente mejorados con un adecuado diseño a medida de cada proceso.
- Las eficiencias mencionadas, además de ser valor de referencia, asumen condiciones óptimas de operación que podrían ser modificadas si hubiera fluctuaciones operativas debidas, por ejemplo, a variaciones en las demandas de calor y/o energía eléctrica.
- La eficiencia de la generación de electricidad no integrada corresponde a la eficiencia de generación del parque térmico, en base a datos de CAMMESA del año 2017.

En base a relevamientos realizados durante la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr) que se está desarrollando en el marco del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina, se determinaron los sectores industriales clave con mayor potencial de cogeneración. Los mismos fueron validados en base a entrevistas con actores clave y bibliografía.

Si bien el PlanEEAr está siendo elaborado por el equipo de Fundación Bariloche, por fuera de la presente consultoría, se trabajó de manera coordinada para asegurar consistencia entre las medidas propuestas para fomento de la cogeneración, el PlanEEAr y los escenarios de prospectiva asociados.

Los sectores identificados son:

- Pulpa y Papel
- Aceites varios y harina de soja
- Petroquímica
- Aluminio (primario y semielaborados ALUAR)
- Hierro y Acero
- Cemento

En la siguiente tabla se resume la situación actual de estos sectores en cuanto al uso de vapor y a la existencia de cogeneración, así como el potencial identificado de manera cualitativa.

	Situación actual	Oportunidad de cogeneración
Pulpa y Papel	Cogeneran con Fuel Oil (FO) y Biomasa (BM) como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM	Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TV en base a BM



	<p>La cogeneración es mayoritariamente con TV (especialmente la autoproducción)</p> <p>Generan vapor en calderas tradicionales a partir de Gas Natural (GN)</p>	<p>disponible y excedentes con TG en base a GN.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración, con TV para aprovechamiento de BM y TG en el resto.</p>
Aceites varios y harina de soja	<p>Cogeneran con FO y BM como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM.</p> <p>El 77% de la energía total utilizada es vapor generado en calderas a partir de GN (90%) y BM (10%).</p> <p>En los últimos años (post 2017) exportan energía eléctrica al MEM como parte de contratos Renovar.</p>	<p>Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM</p> <p>Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TV en base a BM disponible y excedentes con TG en base a GN.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración, con TV para aprovechamiento de BM y TG en el resto.</p>
Petroquímica	<p>Cogeneran con GN como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM.</p> <p>El 54% de la energía total utilizada es vapor generado en calderas a partir de GN.</p>	<p>Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM</p> <p>Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TG.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>
Aluminio (primario y semielaborados ALUAR)	<p>Autoproducción de energía eléctrica sin cogeneración</p> <p>No tienen consumo de vapor en procesos</p>	<p>No se visualizan oportunidades de implementar cogeneración, por tipo de proceso y consumos.</p>
Hierro y Acero	<p>Cogeneran con GN como autoproducción un 4% de sus consumos</p> <p>Consumen vapor generado en calderas a partir de GN (8% de los consumos totales)</p>	<p>No se visualizan oportunidades de migrar a cogeneración en el corto plazo.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>
Cemento	<p>No hay cogeneración en el sector.</p> <p>El consumo de vapor generado en calderas es un 6% de sus consumos totales.</p>	<p>No se visualizan oportunidades de migrar a cogeneración en el corto plazo.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>

Tabla 3 – Situación actual y oportunidades de cogeneración en sectores clave

FUENTE: Elaboración propia en base a relevamientos con actores clave e información de Fundación Bariloche

Un punto importante para resaltar es que en algunos de los casos donde tienen cogeneración como “autoprodutores” -sin conexión al MEM-, se debe principalmente a las barreras regulatorias identificadas en la primera parte de esta consultoría. Los altos requisitos regulatorios, así como la falta de seguridad de despacho de los excedentes de energía eléctrica generados conforme se opera el proceso productivo son las principales barreras por las cuales muchas industrias optan por instalar sistemas no integrados o cogeneración de menor eficiencia, pero que les asegura que no tendrán excedentes de energía eléctrica y podrán operar sin necesidad de conexión al MEM.



En la situación actual de producción, si se aprovecharan todas las oportunidades descritas en la Tabla 2, solamente en los sectores de pulpa y papel, aceites y petroquímica, el potencial de ahorro de energía primaria sería del orden de 768 kTEP/año (setecientos sesenta y ocho mil toneladas equivalentes de petróleo al año), lo que representa un 27% del consumo total de energía primaria de los sectores analizados, un 6,4% del consumo total de energía de todas las industrias del país, y un 8% de todas las importaciones de gas natural del año 2017⁶.

El potencial de ahorro de energía primaria por implementar y maximizar el uso de la cogeneración en los sectores de pulpa y papel, aceites y petroquímica, es del 27% del consumo total de energía de estos sectores, equivalente al 6,4% del consumo de toda la industria del país y al 8% de las importaciones de gas natural del año 2017.

Queda claro que el ahorro de energía primaria tiene un impacto económico directo para las industrias que implementen la cogeneración, por menor consumo total de energía, pero también a nivel país, ya que traería aparejado una reducción de importaciones, lo que impacta directamente en la balanza comercial y en el requerimiento de divisas.

En el caso de las industrias de hierro y acero, y cemento, no se visualiza un potencial de aprovechamiento significativo ya que, por las características de los procesos, en estas industrias se debería implementar cogeneración con el esquema de *bottoming* y este suele ser más complejo para instalaciones existentes. Además, suele haber cierta resistencia por parte de las industrias ya que agregar la cogeneración aguas abajo del proceso podría generar alguna dificultad o limitación en la operación. Lo ideal es que el mismo tecnólogo contemple en el diseño la recuperación de energía térmica, aprovechable para producir electricidad. En estos sectores se visualiza que la oportunidad de cogeneración puede venir acompañando el crecimiento de los sectores y sí instalarse en caso de plantas nuevas o ampliación de plantas existentes.

El sector de producción de aluminio no se identifica como una industria con oportunidad para implementar cogeneración ya que los procesos si bien tienen consumos térmicos, por lo general emplean energía eléctrica con fuente. Da cuenta de ello, el hecho que las plantas existentes están apostando por desarrollar fuertemente su suministro eléctrico basado en energías renovables.

4.2 Emisiones GEI evitadas

Como ya se mencionó, otro beneficio que aporta la mayor penetración de cogeneración en la industria es la reducción emisiones de GEI, en el caso de conversión de instalaciones existentes, o las emisiones evitadas, en el caso de plantas nuevas. En cualquier caso, las emisiones están directamente asociadas con el ahorro de energía primaria, tal como se explicó en el apartado anterior.

Si se trata de una planta existente, lo que debiese considerarse es la energía primaria evitada (ahorro) entre la generación de calor útil y electricidad a partir de procesos no integrados y una cogeneración. Como se mencionó en apartados anteriores, ello dependerá del tipo de tecnología y el rendimiento en cada caso particular.

En el caso de una planta nueva, o una ampliación de planta existente, habría que calcular cuál sería el consumo incremental de energía y las emisiones asociadas, con cogeneración y con generación no integrada de energía térmica y eléctrica, también considerando el tipo de combustible y tecnología para cada caso.

⁶ De acuerdo al Balance Energético Nacional del año 2017, el total de importaciones de GN fue de 9518 kTEP.



En términos generales y a modo de estimación de impacto, las emisiones de GEI evitadas asociadas exclusivamente al AEP calculado en el apartado anterior (768 kTEP/año) asciende a 1.59 MtnCO_{2eq}/año⁷.

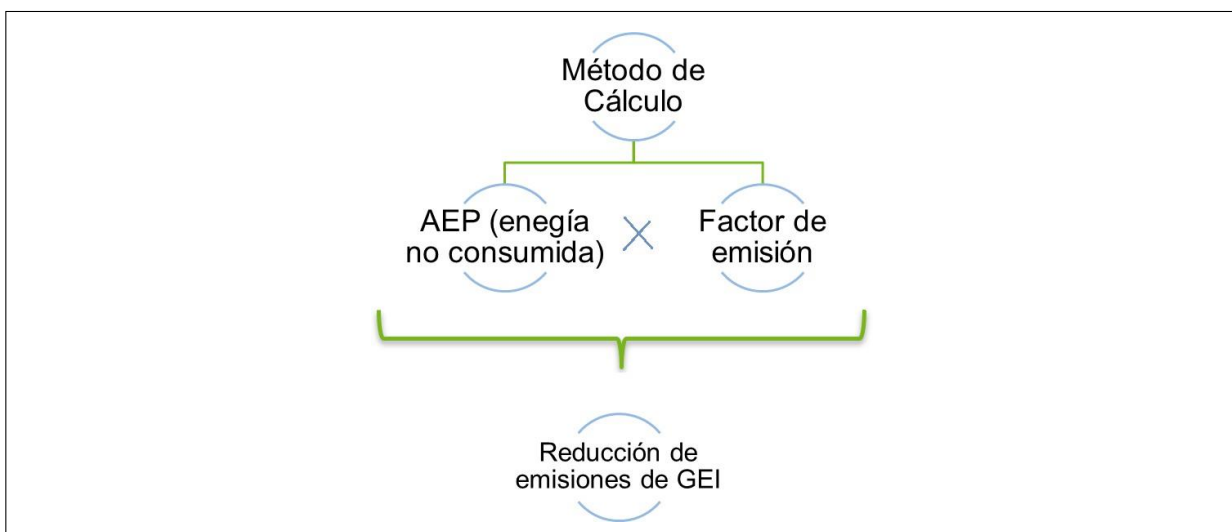


Ilustración 12 – Metodología de cálculo “Emisiones evitadas por AEP”

FUENTE: elaboración propia

No se incluyen en el cálculo, las emisiones de GEI evitadas por la disminución de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico debido a que las mismas no son iguales en todo el territorio nacional, así como tampoco las emisiones asociadas a la producción local de gas natural, su transporte y distribución.

4.3 Beneficios operativos del sistema eléctrico

En un sistema de alta dispersión de demanda y de configuración radial mantener la estabilidad operativa del sistema eléctrica es un costo no menor, ya que requiere de mayor inversión en infraestructura.

El beneficio de contar con cogeneración aguas debajo de la cadena implica mejorar la confiabilidad operativa, posponer inversiones aguas arriba y evitar pérdidas técnicas en todo el sistema. Además, en caso de falla, se reduce el costo de la Energía No Suministrada (ENS) aguas abajo del punto de cogeneración.

Para la valorización de las disminuciones de ENS a nivel de distribución/sistema nacional debieren considerarse los registros actuales con y sin esa cogeneración en el sitio; o el índice de fallas y la ENS en el punto de conexión, o, solamente índice de falla y la disminución de la misma que permite contar con la generación en ese punto.

En Argentina, los sistemas de distribución son provinciales y en varias provincias se valoriza la ENS, pero en otras provincias no (por lo que no se dispone de información para realizar el cálculo).

En los sistemas federales de transporte, SADI, se valoriza la interrupción en función del tipo de instalación y tiempo que queda fuera de servicio, pero no la Energía No Suministrada. Esta definición – que debe entenderse como una limitante regulatoria- impide traspasar la señal de ENS y consecuentemente, de afectación económica real aguas arriba de la cadena, sin perjuicio de lo cual la cogeneración aguas abajo resuelve cuestiones de abastecimiento.

En las redes de distribución donde existe el concepto regulatorio de ENS, el beneficio de la cogeneración podría ser calculado en función de la ENS evitada o en caso de no contar con información

⁷ Tomando como referencia un factor de emisión de GN de 0.178 kgCO_{2eq}/kWh (IPCC 2006).



de flujos medios anuales, en términos de horas de *curtailment* evitado (entendido como racionamiento total o parcial del servicio eléctrico de distribución).

A futuro, en un contexto de descentralización y digitalización operativa, la provisión de energía eléctrica y potencia de base a partir de cogeneración permitiría mayor flexibilización operativa en los sistemas de distribución.

4.3.1 Pérdidas técnicas evitadas de potencia y energía

Las pérdidas técnicas ahorradas por la producción de energía que se inyecta a las redes en tensiones menores a AT conllevan ahorro de las pérdidas incurridas en el SADI y en los niveles de tensión iguales y superiores al de inyección.

En la Ilustración 13 se muestra el nivel de pérdidas del sistema argentino SADI (como diferencial entre generación y demanda facturada) en el MEM expresado en MWh y de manera porcentual (%).

Los estudios eléctricos que exige CAMMESA para conectar un agente generador requieren el estudio de comportamiento de red y la determinación del área de influencia de cada proyecto. En el caso de instalar una nueva cogeneración, en esa instancia podría perfectamente determinarse el área de influencia para calcular pérdidas evitadas, por nivel de tensión y beneficiarios, de modo de poder valorizar puntualmente (y consecuentemente los beneficios del conjunto) en un caso determinado, como así también las inversiones pospuestas, aunque estas, además de beneficiar al área de influencia del proyecto, beneficia al conjunto de las demandas del sistema involucrado (menor equipamiento - menor tarifa).

Las pérdidas debieren valorizarse – en términos porcentuales- del mismo modo que la regulación habilita el reconocimiento tarifario de las mismas, con signo inverso; con los respectivos efectos en los balances integrados de potencia y energía en el área de influencia.

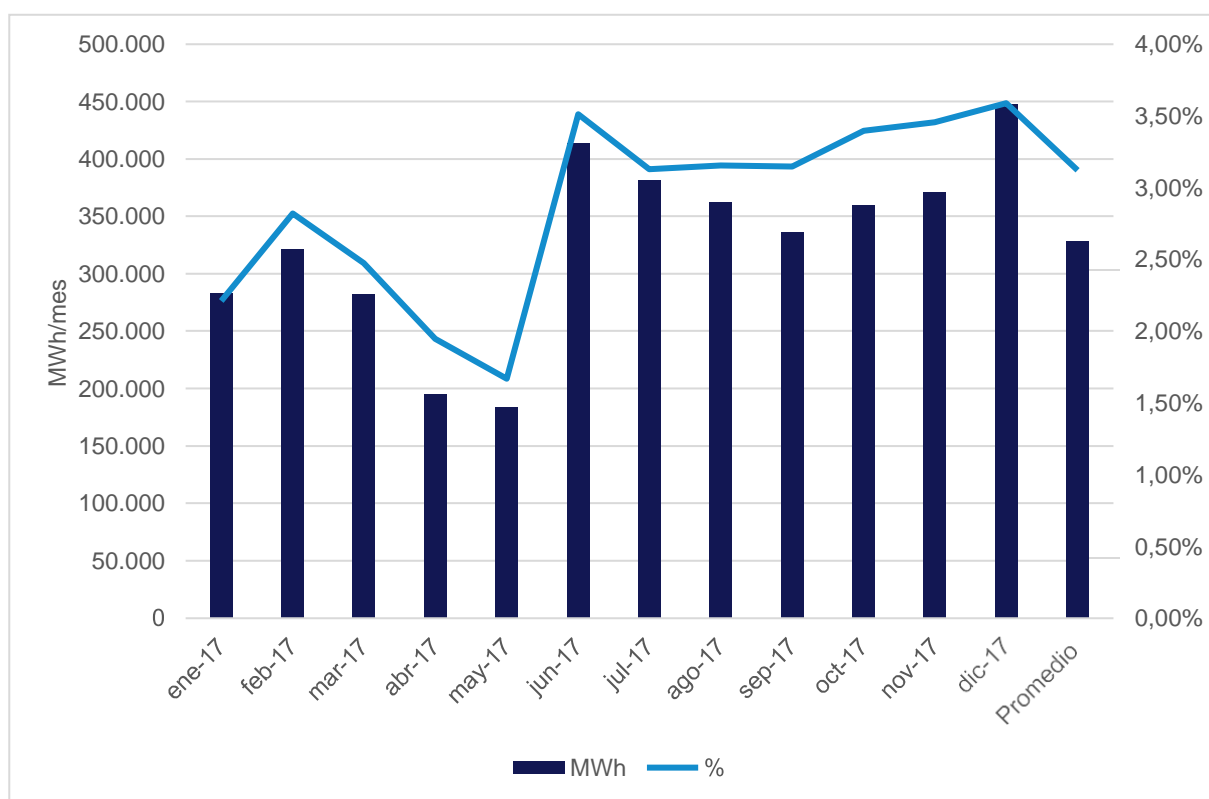


Ilustración 13 – Pérdidas mensuales en el MEM (año base 2017)
FUENTE: elaboración propia con datos de CAMMESA



4.3.2 Diferimiento de inversiones en los sistemas eléctricos

Aguas arriba del punto de cogeneración, el kW de expansión evitado puede valorizarse con relación a la anualidad que el costo de la inversión tiene reconocido en la tarifa, expuesto a la tasa aplicable en las revisiones tarifarias de los respectivos concesionarios de los sistemas donde se conectan, o en su defecto, del sistema federal.

La valorización de las inversiones pospuestas se puede tomar por tipo de instalación y tamaño (kms y/o capacidad) en el área de influencia o, en su caso, en términos generales el conjunto de las instalaciones. Los estudios eléctricos en las diferentes fases permiten modelar esos impactos y el regulador debiere valorar los mismos.

En muchas regulaciones la cogeneración es considerada despacho de base, y asiste a gestionar picos de carga en las redes de distribución y flujos en algunos puntos del sistema de transporte.

Si debiéramos traducir el beneficio que las unidades generadas de energía y potencia entregable dan al sistema podríamos concluir que el beneficio es equivalente al producto de la energía aportada por la cogeneración por el costo incremental de esas unidades. Para la potencia aplicaría otro tanto, siempre que sea considerada en firme.

$$\text{Beneficio} = \text{Energía ahorrada (kWh)} * \text{Costo Incremental Promedio} + \text{Potencia ahorrada (kW)} * \text{Costo Incremental Promedio}.$$

4.4 Menores costos para la industria

Toda optimización en las inversiones de un proyecto industrial debiere redundar en menores costos medios totales, menor exposición y menor riesgo. En países con alta tasas de descuento, debieran propiciarse los beneficios en menores costos de capital.

Por otro lado, la eficiencia productiva que se logra repercute en la competitividad general del sector industrial. Es por ello que las regulaciones deberían considerar esquemas de eficiencia que redunden en mejoras de los procesos industriales de los sectores que usan o son potenciales demandantes de calor, y, por tanto, potenciales cogeneradores.

Una parte del costo de capital (CAPEX) de una cogeneración es componente extranjero que repercute en importaciones. En la medida que la tecnología es eficiente debiere impactar en las tasas de retorno de los proyectos nuevos, sustituciones, ampliaciones o mejoras (*upgrades*) de las instalaciones existentes.

La regulación puede receptar estas mejoras sistémicas e incorporarlas como beneficios a través de programas de eficiencia energética para la industria o considerando tasas diferenciales en función de la eficiencia lograda a partir de escalas, a proponer por las normas. En un país como Argentina, con alto riesgo sistémico y tasas altas, la mejora de los términos financieros de los proyectos es un beneficio para los cogeneradores, pero también para el sistema energético.

A su vez, hay sectores de la industria que pueden incorporar cogeneración con mayor facilidad, en especial aquellos que lo hacen a partir de los aprovechamientos de biomasa, por lo que la regulación podría considerar beneficios específicos para sectores industriales determinados o para economías regionales, por ejemplo.

4.5 Valorización económica total

Los beneficios señalados no son permanentes, en algunos casos se aplican a la etapa de construcción, en otros a la de operación – a lo largo de toda la vida útil o en parte- y, además dependen



del punto de conexión de la cogeneración y los esquemas actuales de valorización de la ENS (o la posibilidad de valorizarlos efectivamente) por lo que la valorización económica total solo puede ser considerada integralmente a través de un flujo de fondos, para cada proyecto en particular.

La regulación que propicie la incorporación de cogeneración puede considerar una ecuación simplificada que contemple tecnologías, puntos de inyección (niveles de tensión), volúmenes (a través de rangos de potencia) y efectos positivos. Un mecanismo de este tipo permite mitigar criterios tarifarios adoptados por las regulaciones provinciales que suelen imponer a la Prestación de la Función Técnica del Transporte (PAFTT) tarifas altas, tanto de inyección como de consumo.



5 PROVEEDORES DE TECNOLOGÍA

Como parte del desarrollo de la consultoría, se realizó una identificación de proveedores de tecnologías de cogeneración. La cogeneración no implica un equipo en sí mismo, sino una serie de equipamiento dependiendo del tipo de tecnología seleccionada, presentadas en el capítulo 3- TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN.

En las instalaciones de cogeneración, las tecnologías empleadas en la generación de electricidad y calor son por lo general las mismas que utiliza el parque de generación termoeléctrico del país. Se trata de turbinas de gas, motores de combustión interna, turbinas de vapor, recuperadores de calor, calderas, intercambiadores de calor y bombas, entre los principales. Los proveedores internacionales de este tipo de equipamiento realizan un permanente desarrollo de mejoras para elevar la eficiencia de los equipos.

Esto hace que en todos los casos se trate de equipamiento de tecnologías probadas, tanto a nivel internacional como nacional, con lo cual no hay un riesgo asociado al desarrollo tecnológico.

Respecto de la provisión, en el caso de las turbinas, ya sean de gas o de vapor, y los motores, si bien son de fabricación en el exterior en su totalidad, se cuenta en el país con vasta experiencia en instalación, operación y mantenimiento, así como con empresas proveedoras presentes desde hace varias décadas, que ofrecen el diseño, la ingeniería de todas las instalaciones asociadas, la provisión y el servicio técnico postventa, incluyendo la provisión de repuestos.

En el caso de las calderas ocurre algo similar, con la diferencia que sí hay fabricación nacional, en algunos casos con licencia de tecnólogos internacionales.

En función de lo antedicho, el listado de proveedores presentes a nivel nacional, regional e internacional es extenso. A modo de referencia, pero sin ser exhaustivos, se

Marca	Tipos de tecnología	Presencia en Argentina / Latinoamérica	Sitio web
Caterpillar	Motores reciprocantes	En toda la región.	https://www.cat.com/es_MX.html
Cummins	Motores reciprocantes	En toda la región.	https://cumminsengines.com/natural-gas-engines
Hyundai	Motores reciprocantes	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.hyundai-engine.com/
Jenbacher	Motores reciprocantes	En toda la región a través de GE	https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines
Man	Motores reciprocantes	En algunos países de la región, en Argentina no.	https://www.engines.man.eu/global/en/index.html
Wartsila	Ciclos de vapor Motores reciprocantes	En toda la región.	https://www.wartsila.com/energy/solutions/gas-power-plants
Waukesha	Motores reciprocantes	En toda la región a través de GE	https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines
Capstone	Turbinas a gas	En toda la región.	https://www.capstoneturbine.com/
Kawasaki	Turbinas a gas	En algunos países de la región, en Argentina no.	https://global.kawasaki.com/en/energy/
General Electric	Turbinas a gas Ciclos de vapor	En toda la región.	https://www.ge.com/power
Opra	Turbinas a gas	En toda la región, a través de representante regional	http://www.opraturbines.com/en/
Siemens	Turbinas a gas Ciclos de vapor	En toda la región.	https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy.html
Solar	Turbinas a gas	En toda la región.	https://www.solarturbines.com/en_US/index.html
Buffalo	Ciclos de vapor	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://buffaloturbines.com/



Dresser-Rand	Ciclos de vapor	En toda la región. A través de Siemens Energy	http://www.dresser-rand.com/
TGM (WEG group)	Ciclos de vapor	En algunos países de la región, desde oficina en Brasil. .	http://www.grupotgm.com.br/en/
Turbimaq	Ciclos de vapor	En toda la región, desde oficina en Brasil.	http://www.turbimaq.com.br/
Broad	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.broadusa.net/en/
Shuangliang	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.shuangliang.com/en/product/class/
Thermax	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.thermaxglobal.com/

Tabla 4 – Listado de proveedores de equipos para cogeneración

FUENTE: Elaboración propia en base a estudio “Análisis comparativo del marco regulatorio y comercial para sistemas de cogeneración en América Latina y el Caribe” (Álvarez, 2018)

Como ya se mencionó en otros apartados de este documento y en el análisis de barreras, para alcanzar los máximos rendimientos la cogeneración debe hacer uso de la tecnología más eficiente disponible, pero además debe contar con un muy buen diseño que le permita maximizar el aprovechamiento de la energía primaria utilizada. Se requiere una muy buena caracterización de la demanda térmica y, en base a esta, se desarrolla el proyecto de cogeneración.

Aunque los potenciales usuarios conocen la existencia de la tecnología, no siempre cuentan con toda la información para el complejo proceso de toma de decisiones, por lo que deviene una complejidad a sortear, que suele ser suplida, en parte por los desarrolladores de proyecto, los proveedores de tecnología, aunque en este caso, limitadamente.

Si bien existen en el país empresas de ingeniería de nivel internacional, no siempre son las que proveen este tipo de diseño, y algunos proyectos locales, realizados por empresas de ingeniería medianas o pequeñas, se desarrollaron considerando solo la producción de electricidad, lo que normalmente genera un menor aprovechamiento del potencial disponible, por las razones expuestas más arriba.

Si se avanza en un plan de fomento de la cogeneración en Argentina, no se identifican barreras asociadas a la provisión de equipamiento, pero sí surge la necesidad de fortalecer capacidades locales en el diseño y desarrollo de ingeniería.



6 ANTECEDENTES INTERNACIONALES

6.1 Regulación comparada global

La cogeneración integra en un mismo proceso secuencial tiene dos productos que necesitan de combustible. Como en todo sistema, abarcar la integralidad resulta más apropiado, por lo que el análisis de la ecuación total o por separado, permite determinar si es más adecuado, ambiental y económicamente integrar la ecuación calor y energía, ya que ambas dependen de un mismo combustible y es a partir del consumo de o los combustibles se puede analizar la eficiencia y tomar decisiones. La regulación de la cogeneración tiene como punto relevante el análisis de los rendimientos globales de los sistemas de cogeneración, es decir de los procesos integrados de producción de vapor y electricidad.

En los diseños regulatorios se combinan con prioridades de despacho, mecanismos de valorización de combustibles y, en algunas regulaciones, de formación o reconocimiento de precio, junto con promociones en las tarifas de transporte.

La regulación de la cogeneración se desarrolló inicialmente como un incentivo al abastecimiento (en los 70/80, a partir de las crisis del petróleo) y luego a variado el objetivo hacia la optimización en el aprovechamiento de fuentes (eficiencia energética), variaron su regulación para construir señales económicas y técnicas que fomentasen la cogeneración.

En esta segunda dirección, varias regulaciones consideran que la cogeneración es imprescindible para dotar de visión y protagonismo a la industria y al gas en la transición energética, ya que, junto con las nucleares, las posicionan como oferta de base que dan confiabilidad a las renovables, en especial, en escalas intermedias inyectando en las redes de distribución.

6.1.1 EEUU

En 1978, el Public Utility Regulatory Policy Act - Ley de Servicios Públicos – en adelante PURPA-sentó un hito. En un contexto de falta de combustibles líquidos y precios altos de energía, el PURPA estableció la promoción de acceso de cogeneración (además de aprovechamiento de otras fuentes de energía primaria), a partir de un criterio de eficiencia ponderada entre calor y energía, asignándole a la función térmica un coeficiente de ponderación < 1 , (en ese caso fue de 0,5) determinado un criterio de calidad que luego fue replicado por otras regulaciones.

La FERC⁸ estableció reglas para la calificación de las instalaciones de cogeneración a partir de considerar las máquinas de *topping* que utilizan combustibles fósiles, estableciendo un indicador cualitativo conocido como “Rendimiento FERC”, o también como “Rendimiento PURPA”.

La FERC obliga a las distribuidoras a comprar energía de cogeneración < 80 MW a precio de “costo evitado”, donde:

$$S_k = W_{mec}/Q_u,$$

W_{mec} trabajo mecánico (o lo que es lo mismo energía eléctrica)

Q_u calor útil

S_k cociente entre el trabajo mecánico y el calor útil

$$\eta_{FERC} = (W_{mec} + Q_u * 0,5) / C_{COG}$$

η_{FERC} rendimiento FERC (o rendimiento PURPA)

C_{COG} combustible suministrado a la cogeneración

⁸ FERC: Federal Energy Regulatory Commission



El modelo fue, y sigue siendo, utilizado, con variaciones valorativas, por otros países de la región.

Con la Energy Independence and Security Act de 2007, que tuvo por objetivo aumentar la independencia energética de Estados Unidos y promover el estudio de nuevas formas de reducción de gases de efecto invernadero, incentivando la eficiencia energética y las energías renovables, se autorizaron desembolsos del gobierno federal para incentivar la cogeneración, determinando de una serie de estímulos normativos: créditos impositivos y depreciación acelerada de impuesto a la renta para la cogeneración < 2 MW (micro).

Algunos estados norteamericanos han tomado medidas que han ayudado a fomentar directa o indirectamente a la cogeneración. Una de las más importantes se refiere al control de emisiones basado en el output de la planta en directa relación con la energía producida (normas ambientales).

En muchos estados la cogeneración es tratada como una fuente renovable, a la que se le aplican los Standard Portfolios (RSP), obligando a las distribuidoras a comprar un % de cogeneración de cualquier tamaño o renovables no con un FIT (*feed in tariffs*), sino a través de Certificados de Energía Renovables (RECs) determinado en un valor por MWh, con distinto precio y cuota de ingreso por tecnología; que en todos los casos los estados complementaron con *net metering*.

Otros Estados como California y New York, han introducido una serie de modificaciones para eliminar barreras tarifarias a la cogeneración, incluyendo privilegios tarifarios (FIT) a la cogeneración a través de incentivos en efectivo directo o "*Direct Cash Incentives*" (*rebates, grants y performance-based incentives, etc.*) por una parte y los créditos fiscales o *Tax Credits* por otra.

Algunas medidas regulatorias comunes en buena parte de los Estados:

- La exención total del cobro por potencia en el consumo de la red y de peajes en la red de transmisión.
- Establecimiento de estándares para conexión a los sistemas de "subdistribución"⁹, de manera confiable y segura.
- Mecanismos de tarificación, para que a utilidades razonables las distribuidoras incentiven la implementación de proyectos privados de Cogeneración.
- Adecuación de regulaciones ambientales para que no limiten la implementación de Cogeneración, sin la consideración del efecto global en la reducción de emisiones.
- Incentivos tributarios claros, incluyen mecanismos para depreciación acelerada.

6.1.2 Reino Unido

Hasta 2018 cumplió con la Directiva Europea pero la salida de la Unión estableció una regulación a partir de la Regulación 2018-1206 de "Conservación de la Energía"¹⁰, con leves diferencias entre Reino Unido e Irlanda del Norte, que adecuó la norma (S.R. 2008 No.287), de garantía de origen de electricidad generada a partir de cogeneración de "Alta Eficiencia": debe ahorrar más del 10% de la energía primaria de lo que resultaría de los dos procesos calor/energía separadamente. Esta calificación aplica al equipamiento de pequeña escala sin considerar ahorros¹¹.

La norma establece la segmentación de la cogeneración por potencia eléctrica: En este caso la tecnología se divide en alta eficiencia mayor a 1 MWe, debajo de 50 kWe se denomina "microcogeneración" y entre 50 kWe y 1MWe, es considerada de baja-escala.

Los valores referenciales de producción separada de calor y electricidad son variables según el tipo o mix de combustible, año de construcción de la máquina, condiciones operativas reales y tipos tecnológicos. Esos cálculos son auditables por la autoridad de aplicación.

En 2002 se establecieron los Certificados de Obligaciones Renovables ROCs, luego se perfeccionó por tecnología, fuente y ubicación (ROC/MWh), también para la cogeneración calificada, que

⁹ Subdistribución estadual en EEUU es la red de distribución estadual (equivalente a la AT/MT).

¹⁰ <https://www.gov.uk/guidance/combined-heat-and-power>, <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2018/1206/made>.

¹¹ Calculada como media anual.



conlleva la obligación de parte de los comercializadores de comprar y ejecutarlos contra el fondo, bajo pena de pagar una penalidad. Desde 2015 los “*Contracts for Difference*”¹² imponen a otras tecnologías “contratos diferenciales” o bonos cuyo destino es suplementar ingresos a la “micro-cogeneración” y a las tecnologías limpias.

En Irlanda, se aplican criterios de determinación de eficiencia establecidos por las “Guías” contenidas en la *EU Decisión*, 2008/952/EC del 19 -Nov- 2008, en aplicación del Anexo 2 de la Directiva Europea 2004/8/EC.

Para tomar valores de eficiencia de referencia en Irlanda se utiliza la norma de la UE (Unión Europea) 2015/2402 del 12/01/2015 que estandariza los criterios de acuerdo con la Directiva Europea 2012/27/EU del PE. 25-10-12, modificatorias de las Directivas 2009/125/EC and 2010/30/EU y de la anterior Directivas 2004/8/EC and 2006/32/EC.

6.1.3 Normas de la Unión Europea

Hasta 2012 fue de aplicación la Directiva 2004/8/UE reemplazada por la Directiva 2012/27/EU que establece regulación de Eficiencia Energética con el objetivo de ahorrar 20% de energía primaria de la UE para 2020.

Para ello uno de los vectores de ahorro es la cogeneración, segmentando la regulación por tamaño de planta, y estableciendo que las plantas menores de 20 MW y hasta 1 MW son consideradas de pequeña escala, debajo de esa potencia micro-cogeneración. Sobre los 20 MW y hasta 50 MW es un umbral de calificación, poniendo condicionamientos mayores para las plantas de más de 50 MW, que deben probar la relación costo-beneficio para acceder a los beneficios.

El ahorro energético es calculado conforme la Directiva 2010/31/UE, concretamente a través de la Directiva 2006/32/UE.

La calificación de Alta Eficiencia y el proceso aplica a toda cogeneración de potencia superior a 20 MW y debe efectuarse la evaluación costo-beneficios salvo que atienda demanda eléctrica de punta.

A su vez la norma establece que los valores de referencia sean armonizados, mediante la aplicación de los criterios establecidos en la propia norma y en las Dir. 2009/72 y 73/UE.

Como herramientas considera:

- Prioridad de despacho (acceso prioritario),
- garantías de transporte y distribución (en el Anexo XII de la norma amplía la regulación) y habilita *fast-tracks* para las plantas menores a 20 MW, propiciando “sistemas sencillos de instalación e información”.
- Auditorias de calificación de eficiencia.
- Procedimientos para determinación de eficiencia a través de guías Decisión 2008/952/C
- Normas de protección e información a los clientes que incluye modalidad de contratos predefinidos para quienes prestan servicios energéticos.
- Asistencia financiera, incentivos, subvenciones para reemplazo tecnológico y mejoramiento de eficiencia.
- Cogeneración de alta eficiencia debe cumplir con: aportar un ahorro de energía primaria, de al menos el 10 % con respecto a los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad. (Las unidades de pequeña escala son asimilables a la Alta Eficiencia).

¹² Los Contratos por Diferencia son aquellos que permiten (obligan en el caso de las limpias y la cogeneración) contratos de largo plazo entre un generador limpio y tercero, para evitar volatilidades de exposición al mercado de las limpias y nivelar sus flujos de caja. Se aplican por rondas/ licitatorias y los limpios acceden con sobre cerrado. el dinero puede fluir bidireccionalmente según el precio. Se licita por tecnología /ubicación. Sirve para apalancar inversiones.



- Obliga a los operadores de red a proporcionar y publicar procedimientos estandarizados y simplificados para la conexión a la red de los productores distribuidos de cogeneración de alta eficiencia a fin de facilitar dicha conexión.
- Determina el cálculo del ahorro de energía primaria (condiciones establecidas en el anexo). Es medida como producción de electricidad se considerará igual a la producción total anual de electricidad de la unidad medida a la salida de los generadores principales, variando por tipo de máquina. (Anexo II de la norma).
- Una herramienta innovadora es la “Garantía de Origen” de la electricidad generada a partir de cogeneración de alta eficiencia, que contiene cantidad y ahorro de energía. El certificado (de 1 MWh) medida en la salida de la estación y exportada a la red eléctrica, es probatorio de eficiencia y, según cada país, objeto de beneficios.

6.1.4 España

La ley 82/80 sobre conservación de la Energía (1980), fue la primera política concreta de apoyo a la cogeneración, la cual permitía inyectar los excedentes de generación provenientes de plantas de generación y autoprodutores, estableciendo la obligación de las compañías a adquirir esta electricidad. La falta de capacidad de transporte impulsó la aparición de un número significativo de plantas de cogeneración industrial.

En 1990, se implementó un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética con objetivos concretos para la cogeneración para el periodo 1991-2000. Bajo este plan, la cogeneración comienza a ser tratada diferenciadamente, siendo incluida en el llamado régimen especial de generación eléctrica, aunque los incentivos fueron suspendidos en el proceso de desregulación del mercado eléctrico 1995-2000 y cambiaron los criterios que establecían que tecnologías calificaban para este régimen, paralizándose la penetración.

El Real Decreto Ley 7/2006 modifica parcialmente el marco normativo favoreciendo su libre operación en el mercado. Para ello incorpora las siguientes medidas:

- Se permite vender libremente la energía eléctrica producida.
- Eliminación del concepto de “autoprodutor”.
- Eliminación de los “costes de transición a la competencia”¹³.
- Eliminación de obligación de autoconsumo térmico y eléctrico.

El Real Decreto 661/2007 define un marco retributivo para la venta de excedentes de la energía eléctrica inyectada a la red de las cogeneraciones basado en dos posibilidades de libre elección por el propietario:

- Entrega de la energía eléctrica a través de la red de transporte o distribución, percibiendo una tarifa regulada única para todos los periodos de programación.
- Venta de la energía eléctrica libremente en el mercado, percibiendo el propietario de la cogeneración el precio que resulte del mercado organizado o el libremente negociado, complementado, en su caso, por una prima.¹⁴

España aplica las directivas vigentes de la Unión Europea a través de los planes de acción comunitarios (el último del año 2011), y de las directivas sobre uso final de la energía (Directiva 2012/27/UE) entre otras normas de eficiencia energética.

El país ha desarrollado Planes de Acción de Eficiencia Energética, (PAEE), el último de los cuales corresponde al período 2011-2020. PAEE incluye un conjunto de medidas y mecanismos regulatorios en aras de unos objetivos de ahorro previstos. Los resultados son evaluados periódicamente

¹³ Cargo por el cual toda la generación afrontaba los costos de la reestructuración económica del sector eléctrico. La no aplicación a la cogeneración funcionaba como un incentivo, ya que el costo se socializaba entre los restantes competidores.

¹⁴ Resultaría lo que en el MEM es venta en el MAT o al spot.



con base en indicadores preestablecidos. Los planes se ejecutan bajo la coordinación y supervisión del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA).

La Disposición Adicional 20 de la Ley 24/2013 no se ha reglamentado, dificulta hoy que los cogeneradores puedan plantear en sus empresas cualquier tipo de estudio o planificación sobre posibles inversiones o decisiones a realizar para dar continuidad a la operación de sus cogeneraciones al alcanzar su vida útil.

El Real Decreto-Ley 20/2018 permitió la extensión del derecho a percibir la retribución a la operación a instalaciones de cogeneración de Alta Eficiencia hasta el 8 de diciembre de 2020. A agosto de 2020 no se encuentra prorrogado, por lo que a fin de año caducarían los derechos diferenciales que goza la cogeneración de Alta Eficiencia.

6.1.5 Alemania

Ley de Energías Renovables (2000) implicó un fuerte incentivo para el uso de la biomasa y biogás en régimen de cogeneración. Establecía un FIT de hasta 27,7 c€/kWh para este tipo de centrales, lo que ha estimulado un rápido crecimiento de esta tecnología convirtiendo a Alemania en el líder en cogeneración con biomasa/biogás. Las sucesivas normas modificatorias fueron perfeccionando la aplicación del FIT (ajustando precios en función de eficiencias logradas).

Ley de Cogeneración (BMW, 2002), tenía incentivos puntuales que se alinean con las normas de la UE y fue modificada por la nueva Ley de Cogeneración por la (BMW, 2008), con el objetivo de superar el 25% de electricidad por medio de cogeneración al año 2020. Para ello beneficia la cogeneración con la exención del EcoTax, siempre y cuando la planta trabaje a una eficiencia sobre el 70%.

6.1.6 Dinamarca

En Dinamarca desde los años 80 hay diseñados incentivos para la cogeneración. En 1982 se estableció la obligación de conexión a Red de Calor o Gas Natural de todas las construcciones, la red de calor distrital (CD) (o DH por sus siglas en inglés de *District Heating*), o a la red de gas natural, asegurando demanda de calor para el generador que le permite apalancar inversiones. En 1988 se promovió la erradicación de la electricidad para climatización individual y supone un incentivo para conectarse a las redes de calor o gas locales.

El "Acta de energía" (1992). Establece subsidios de hasta un 50% del costo de inversión en cogeneración, y un esquema de FIT para la cogeneración a base de gas natural y biomasa.

Desde 2004, se aplican las normas de la UE y han mantenido criterios de promoción de cogeneración.

6.1.7 Holanda

El Acta de Electricidad de 1989, estableció un FIT para la electricidad producida en cogeneración, permitiendo a las empresas distribuidoras producir su propia electricidad, con una potencia máxima de 25 MW por planta, y, estas pasaron a comercializar calor a las industrias.

La norma también permitió la creación de empresas conjuntas, entre la industria y el generador, maximizando potenciales y renta. Además, reconocía tarifas especiales de transmisión.

El Acta de Electricidad de 1998 eliminó el FIT y las tarifas preferenciales en transmisión, perdiendo competitividad fuera de punta, por lo que volvió a un esquema FIT en el año 2001 que se mantuvo hasta 2008.

Paralelamente en 2003 comenzó a regir el sistema de permisos y comercio de emisiones de gases de efecto invernadero, con restricciones de emisiones que benefició a la cogeneración. Desde entonces, se diseñan beneficios para la cogeneración a partir de las necesidades industriales



determinadas: por ejemplo, para invernaderos de producción y tomando como criterio la eficiencia energética primaria lograda.

6.1.8 Italia

En los años 90 se decidió impulsar la cogeneración en todo punto donde existe o requiera demanda efectiva de calor útil obligando al prestador del servicio eléctrico a comprar la energía eléctrica, al igual que las energías renovables y las “fuentes del país”, con las siguientes herramientas:

- Despacho prioritario en los sistemas.
- Fijan cuota de participación a partir de 2002 (ídem renovables y fuentes de origen nacional).
- Certificado de origen y calificación de “Cliente Idóneo” a los cogeneradores con las plantas que usan gas natural, sin límite de consumo (no solo por la parte eléctrica).
- Precios “incentivo” (esquema FIT): para la energía de plantas de 10 MVA, Decreto N. 387/03 y norma 34/05.
- Derecho a obtener certificados verdes Ley 239/04 (por generación media anual).
- Decreto legislativo 8/2007 promueve a partir las reducciones de impacto ambiental: menores pérdidas en los sistemas y promueve sustitución tecnológica en función de eficiencia. El Decreto Legislativo de 28/2011 y el Dec.4/2014, abroga la norma EU 2004/8/UE y ajusta a partir de la Directiva N°27/UE 08 además incorporó las siguientes herramientas a partir de 2015 (2015/2402/UE incentivando reemplazos tecnológicos y de combustibles).

Varios países han habilitados Certificados de generación eficiente que permiten a los cogeneradores captar un plus sobre los precios de mercados en virtud de la eficiencia, costo que es asumido por la restante generación térmica (según tipo de tecnología y eficiencia, es el monto que reciben por unidad de energía comercializada en el sistema).

De igual modo funcionan las “Garantías de Origen”, que reciben y pueden ser transaccionados como bonos en los mercados locales, generando la obligación de compra por parte de demandantes.

6.2 América Latina

6.2.1 Brasil

Las políticas públicas para incentivar la penetración de la cogeneración en Brasil se han basado principalmente en mecanismos conocidos e implementados a nivel internacional, entre los que destacamos los siguientes:

- Ley 9.074 (1995). Reconoce como sujetos del mercado a los Autoprodutores y Productores independientes, con derecho a vender la electricidad a clientes libres, entre privados (no sometidos a regulación de precios) y a las empresas concesionarias de distribución (reguladas por el Estado).
- Ley 10.295 (2001). Ley de Eficiencia Energética, que, en materia de cogeneración, define la “Cogeneración Calificada” y la evolución de los niveles de eficiencia escalonados en el tiempo (A pasa a ser B) y prevé incentivos específicos:
- Exención de los impuestos Contribución para la Financiación de la Seguridad Social (“COFINS”) y Contribución para el Programa de Integración Social (“PIS”).
- Impuesto sobre las Operaciones Relativas a la Circulación de Mercancías y sobre las Prestaciones de Servicios de Transporte Intermunicipales e Interestatales, y de Comunicación (“ICMS”) se pagan sobre net metering (energía no compensada, de 4 a 37% según Estado).
- Reducción Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI), de competencia del gobierno federal para la biomasa.



- Remuneración adicional para los excedentes: a través de un sistema de cuotas con precios de referencia máximos fijados por el gobierno.
- Competencia con otros generadores en igualdad de condiciones en los distintos mercados de MDL, para biomasa y cogeneración sin límite de fuente.
- Los microgeneradores acceden al esquema de *net metering*. Res. ANEEL 482/12.
- Por separado la biomasa aplica al esquema Proinfa y sus beneficios: esquema de cuotas con obligación de compra por Electrobras, con pagos mínimos garantizados y créditos blandos del Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES).
- Ley 10.848 (2004). Establece la obligación por parte de las empresas distribuidoras de adquirir una cuota equivalente al 10% de su demanda proveniente de fuentes de generación distribuida, cargo que se traspasa a los consumidores finales, permitiendo la penetración de cogeneración en redes de distribución.
- Programa para el incentivo de fuentes alternativas de energía eléctrica (PROINFA), que beneficia a la con biomasa (y por tanto cogeneración) garantizando un contrato de abastecimiento a largo plazo -LTPPA- con la empresa Centrales Eléctricas Brasileñas (Electrobras SA) por un periodo de 20 años y a un precio regulado preferencial.
- Aparte de las leyes enumeradas anteriormente y del PROINFA, existen diversos subsidios y facilidades para optar a financiamiento a través del (BNDES).

6.2.2 Chile

La Ley 20.257/08 Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) promueve la penetración de energías renovables (Ley ERNC) y alcanza a la cogeneración a partir de renovables imponiendo a las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW están obligadas a acreditar anualmente, que un porcentaje del total de la energía que comercializan sea renovable, propios o contratados. Este porcentaje fue de un 5% durante los años 2010 y 2014. A partir del 2015 la obligación se incrementa gradualmente, en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. Además, la ley contempla exenciones de pago a cargos establecidos en el Reglamento Eléctrico de 1997.

La norma diferencia a los cogeneradores en función de la potencia instalada, inicialmente estableciendo el umbral de 9 MW, limitando la entrada de estos actores al sistema de menores potencias. Ese umbral fue modificado por Dec. Supremo N°6/2015 que, promueve la “cogeneración eficiente” de hasta 20 MW¹⁵ aún con combustibles fósiles, segmentando entre 9 y 20 MW, y menores de 9 MW, y hasta 100 kW, introduciendo la categorización de “Alta Eficiencia” a quienes tienen un Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) mayor o igual a los valores indicados en la Guía: variando según la tecnología de que se trate, y exigiendo un Rendimiento Global (RG) mayor o igual a 0,75.¹⁶

La Instrucción Técnica RGR N°05/2017 acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas de cogeneración eficiente para ser conectadas a la red de distribución. Las funciones de regulación, fiscalización y orientación de inversiones en generación y transmisión se autorizan a través de la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC)¹⁷.

Los beneficios considerados son:

- Exención de peajes de transmisión.

¹⁵ El Decreto Supremo del Min. Economía 244 /2015

¹⁶ El REE se deberá calcular en base a mediciones en terreno (reales), durante la operación de la instalación de cogeneración a carga nominal, por un tiempo ininterrumpido de dos horas y la instalación debe contar con equipos de medida locales y totalizadores para obtener cada uno de los parámetros, verificados con registros mensuales.

¹⁷ Para instalaciones de biogás rige el Decreto Supremo Min. de Energía N° 119/ 2016 “Reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas”



- Beneficios del Decreto Supremo N° 291, de 2007 en relación con la estructura, funcionamiento y financiamiento (común a todos los sectores).

Recientemente – septiembre 2020- se ha sancionado una Ley de Eficiencia Energética con objetivos de ahorro de 7% para 2035, y 5,5% para 2030. Uno de los principales drivers para ello es la gestión de eficiencia en las industrias a través de instrumentos de fomento a la cogeneración (sin reglamentación aún).

6.2.3 México

México ha mantenido una estructura de carácter esencialmente estatal en su sector energético, lo que limitó el ingreso de cogeneradores, exceptuando en el sector papero, aun cuando PEMEX tuvo hasta 2018 una empresa subsidiaria de cogeneración y servicios que se asociaba a terceros.

En 1992 se introdujo una modificación legal en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica - en adelante LSPEE- que abrió la posibilidad de generar electricidad a privados, tanto para fines de autoabastecimiento, cogeneración o productor independiente.

En el marco de regulación de eficiencia energética, la Comisión de Regulación – CRE-, mediante Res/003/2011, determinó la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la “Cogeneración Eficiente”, a partir de dos criterios:

- 1° criterio: (i) La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos, o (ii) La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate (caso biomasa) y que no requieran del uso adicional de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica serán considerados como cogeneración eficiente (se excluyen las refinerías).
- 2° criterio: Los sistemas anteriores sí requieran del uso adicional de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, o la producción de energía eléctrica se lleve a cabo juntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria según estándares determinados por la norma.

En todos los casos hay eficiencia, pero los segmenta por punto de partida.

La Res. N°291/2012 determina el proceso de acreditación de sistemas de cogeneración eficiente (con fósiles o renovables).

Instrumentos regulatorios:

- Despacho por la base. La energía generada se entrega a la red de transmisión cuando está disponible.
- Banco de Energía: (*net metering*) energía generada en cualquier periodo horario y no consumida por los usuarios puede ser “acumulada” por la CFE y “entregada” en otros periodos horarios análogos, en periodos distintos o en días o meses diferentes. El intercambio de energía se lleva a cabo al precio de tarifa en el punto de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. Al final del año, el permisionario puede vender a la CFE la energía sobrante acumulada al 85% del costo total de corto plazo (tendrá un periodo de 12 meses para su almacenamiento en “el banco”).
- “Porteo”: Tarifas de porte (peajes) especiales para renovables.

Por el resto, a excepción de la prioridad de despacho, tienen igualdad de condiciones para cualquier generador, lo que implica altos cargos para plantas medianas y pequeñas, salvo en el caso



de las renovables, que acceden a los beneficios del Fondo de Sostenibilidad de la Energía que financia incentivos de penetración de fuentes limpia¹⁸.

6.2.4 Perú

La cogeneración en Perú se inició en el año 2003 a través de un proyecto de 10 MWe destinado a abastecer de calor y electricidad a la Refinería La Pampilla, de RepsolYPF. Este proyecto se abastecía en primera instancia de desechos de la producción de caña de azúcar, pasando posteriormente a operar con gas natural.

El Reglamento de Cogeneración (2005) define los rendimientos mínimos por tipo de tecnología para que una central de cogeneración sea calificada como tal, asegura el libre acceso a las redes de transmisión y distribución y establece que el precio del gas natural aplicable a estas centrales debe de ser idéntico al ofrecido a las centrales convencionales que utilizan dicho combustible (con suministro asegurado).

6.2.5 Colombia

Ley 1215/2008, establece un plus a cobrar sobre la contribución de solidaridad (20%) sobre los excedentes de energía vendidos por los cogeneradores, pero no sobre su consumo propio. Esa norma además facultó a la Comisión de Regulación de Electricidad y Gas (CREG) a determinar los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de Energía Eléctrica y Energía Térmica para considerarse como cogeneración y la metodología para la remuneración del respaldo que otorga el SIN a los cogeneradores. Mediante Resolución CREG N°005/10 y 047/2011 estableció las condiciones de determinación de rendimientos y los procesos de auditoría para la cogeneración.

A partir de 2015, se limitan los incentivos específicos para la cogeneración, aplicados solamente a algunos sectores y/o a fuentes renovables. Mantienen exenciones al IVA.

La ley 1712/2015 de promoción de energía renovable distribuida da derecho a la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida, conforme los principios y criterios de esta ley, las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin. Habilita a la CREG a establecer procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía, en potencias instaladas menores a 5MW; pero sobre esa potencia deben competir con otros generadores en igualdad de condiciones en los distintos mercados.

Los sistemas de cogeneración no suelen participar de los mercados de carbono, pero los de pequeña escala acceden a los beneficios del Fondo de Energías No convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE - y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas – FAZNI, creado por Ley 633/00 y ampliado por Ley 1099/06, cuya vigencia es prorrogada por varias normas.

6.2.6 Uruguay

En Uruguay a partir de 2015 se le ha desarrollado una política de eficiencia energética -Decreto N° 211-2015-¹⁹, que, con relación a la cogeneración viabilizó las siguientes herramientas²⁰:

- Exoneración de cargos y peajes por conexión a la red.
- Habilita contratos entre partes de negociación libre.

¹⁸ Hoy política en "stand by".

¹⁹ Reglamentario del Art. 4° Ley Nro. 18.597/09

²⁰ MIEM (2013), "Diseño de instrumentos de mercado para captar el potencial de cogeneración en Uruguay" [En línea] <http://www.dne.gub.uy/publicaciones-y-estadisticas/eficiencia-energetica>



- Exención de impuesto a la renta (si es cogeneración renovable) y al patrimonio y aranceles aduaneros.
- Aplican al Fideicomiso de Eficiencia Energética - Fideicomiso Uruguayo para Desarrollo de la Eficiencia Energética – FUDAEE
- Existe un vacío en la regulación de requerimientos técnicos en relación con el rendimiento.

6.3 Resumen

Las regulaciones utilizan o han utilizado las siguientes herramientas:

6.3.1 Mecanismos de Evaluación de Eficiencia

Se presentan los siguientes mecanismos de evaluación de eficiencia, una combinación de ellos según la potencia eléctrica:

- Rendimiento PURPA,
- Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)
- Índice de Calidad o Índice de Energía Limpia (IC o IEL) a partir del cálculo de la proporción de la electricidad que se podría producir con el ahorro de energía primaria o
- PES (*Primary Energy Saving*) o AEP (Ahorro de Energía Primaria)

El indicador Rendimiento PURPA presenta un factor que el regulador establece un criterio de asignación fijo para todas las máquinas. Aun suponiendo que se fija con relación a eficiencias de referencia para la producción de energía eléctrica y térmica, puede no resultar la optimización de la eficiencia.

El uso del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), se emplean las mismas variables del Rendimiento PURPA, pero además considera la eficiencia de referencia para la generación de energía térmica y presenta un cálculo igual de sencillo que el indicador PURPA.

El uso del indicador AEP o PES requiere por parte del Regulador la comprobación de las eficiencias térmicas y eléctricas de referencia para aplicar el indicador y el valor de ahorro de energía a exigir para considerar los procesos de producción conjunta de energía térmica y eléctrica como cogeneración. Su aplicación indicaría claramente el ahorro de energía que tendría el uso de la cogeneración.

La relación identificada entre el REE y AEP permite determinar el ahorro de energía primaria que se obtendría al definir un valor para el REE, con lo cual se puede estimar el impacto al establecer requerimientos de REE y evaluar que efectivamente se tenga un ahorro de energía con estos valores.

El término “Calor útil” (o energía térmica) es empleado por la regulación para la construcción de los indicadores de eficiencia energética. Para su aplicación debe considerarse la tecnología disponible en un sistema dado para la generación, el combustible y en algunos casos la potencia de la unidad de producción de energía eléctrica.

El Regulador, al fijar el indicador está estableciendo los estándares de eficiencia que aspira y en base a ello, establece el modelo de incentivos, pudiendo fijar escalones objetivos y plazos.

6.3.2 Sistema de medición

Si la definición de la eficiencia depende de las condiciones operativas reales de cada unidad de cogeneración, las regulaciones imponen certificaciones, para lo cual establecen “Guías” con metodología de cálculo y de control, auditadas por terceros ajenos a la instalación (el regulador o terceros). Las Guías suelen considerar tiempos entre 2 y 5 horas de funcionamiento a régimen para determinar el rendimiento global del sistema de cogeneración.



En los casos en los cuales se certifican garantías de origen de la energía eléctrica o energía eléctrica libre de emisiones, las mismas se determinan en base a la operación real de las instalaciones en base anual (a ejercicio o período cumplido). Esto se debe a que el modo de operación puede verse afectado por el contexto (demanda de calor útil y/o exigencias del organismo encargado de la operación del sistema eléctrico).

La regulación, suele incorporar declaraciones juradas y/o la realización de auditorías o supervisiones a las plantas de cogeneración para garantizar el cumplimiento de los requisitos de eficiencia energética.

6.3.3 Permisos

En la medida que la regulación incorpora ecuaciones de rendimiento (función de la eficiencia energética), importa el proceso de otorgamiento de permisos administrativos para que la máquina tenga acceso al Sistema Eléctrico.

En varias regulaciones los permisos generan obligaciones de control y certificación de condiciones, y los beneficios están asociados al mantenimiento de los rendimientos/ calidad promocionados, mientras que las máquinas que los pierden pueden operar e inyectar al sistema sin beneficios.

6.3.4 Despacho y operación

Dentro de las herramientas más comunes para facilitar la inyección de energía eléctrica están:

- Despacho prioritario: entendiéndose por tal el despacho de toda la energía eléctrica sobrante del proceso a la red eléctrica, sin restricciones; salvo fuerza mayor.
- Pago de potencia media anual: reconocimiento económico de la potencia efectivamente entregada en el sistema, aun cuando la misma no pueda ser la misma no sea prevista a partir de ser convocado por el responsable del despacho.

Ambas medidas permiten al cogenerador evitar competir por colocar su energía y valorizar su potencia con independencia de las regulaciones del sector eléctrico.

6.3.5 Estímulos económicos

Los incentivos económicos están relacionados con el costo medio total y plazos de repago de las inversiones.

- Tarifas preferenciales a la energía inyectada (FIT), en Europa principalmente y como medio de fomento.
- Prioridad en el despacho de la energía generada (Perú, Brasil, EEUU, Chile según potencia, entre otros).
- Pago de primas adicionales por exceder los requisitos de eficiencia en los procesos de cogeneración (España), fue transitorio. En otros países opera con la calificación de Eficiencia.
- Beneficio en reconocimiento de tarifas diferenciales en peajes y/u otros cargos de redes.
- *Net metering*: posibilidad de consumir energía al mismo precio que la entregada al sistema, hasta el límite de la cantidad efectivamente entregada, en un período de tiempo dado.

La Tabla siguiente muestra las principales herramientas de la regulación comparada.



En los países fríos la regulación de cogeneración se ha desarrollado “de abajo hacia arriba”, como una solución de eficiencia en climatización. En los países templados se desarrolla a partir de la eficiencia a lograr en procesos industriales.

Herramientas de regulación		
Tipo	Concepto	Adecuada para el MEM
Regulatorias	Despacho prioritario	si
	Reconocimiento ecuación por AEP	si
	Segmentación por rubro	si
	Segmentación por potencia	si
	Reconocimiento costo combustibles	si
	Potencia media	si
	Reconocimiento de costos de acceso al Sistema Interconectado - SADI	si
	PAFTT - costo “socializado” de salida	si
	Modelo de negocios	<i>Feed in Tariff.</i>
Certificados de origen/garantías		no
Contratos en MAT		si
<i>Net metering</i>		si
Ventas OTF		si
Otras fiscales	Amortización acelerada	si
	Devolución de IVA	si
	Exenciones aduaneras	si
	Tasas promocionales	si

Tabla 5 – Resumen de las herramientas de regulación relevadas y su pertinencia para el MEM



7 BIBLIOGRAFÍA

- Álvarez, A. R. (2018). *Análisis comparativo del marco regulatorio y comercial para sistemas de cogeneración en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo, Global Eenvironmental Facility, Fundación Bariloche.
- Arnabat, I. (20 de junio de 2019). *Calor y Frío*. Obtenido de <https://www.caloryfrio.com/aire-acondicionado/aire-instalaciones-componentes/sistema-de-refrigeracion-por-absorcion.html>
- Fushimi, A. (1999). *SISTEMA DE COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS APLICACIÓN AL CALENTAMIENTO INDIRECTO DE AIRE PARA EL SECADO DE MALTA*. La Plata: UNLP.
- FVS Argentina, F. (junio de 2012). *Escenario energéticos para la Argentina (2013-2030) cin políticas de eficiencia*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires, CABA, Argentina.
- International Energy Agency. (2015). *Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*. París.
- Merlos, A. H. (2014). *Termodinámica*. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Villares Martín, M. (2003). *Cogeneración*. Madrid: FC Editorial.



ANEXO IV:

PRODUCTO 4: PROPUESTA DE REGULACIÓN



ÍNDICE

1	OBJETO DEL DOCUMENTO	3
2	DEFINICIONES	4
3	INCORPORACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN UNA POLÍTICA PÚBLICA	5
3.1	Herramientas regulatorias para la promoción de la cogeneración en Argentina	6
3.2	Propuesta regulatoria	8
3.2.1	Obtención de permisos	8
3.2.2	Calificación de la eficiencia como requisito de acceso a beneficios	9
3.2.3	Clasificación y Segmentación	11
3.2.4	Esquema de despacho de cargas	12
3.2.5	Combustibles	13
3.2.6	Declaración de Costos variables	14
3.2.7	Contratos entre privados	15
3.2.8	Firmeza y remuneración de potencia	15
3.2.9	Cargos por conexión	15
3.2.10	Transporte federal	16
3.2.11	PAFTT	16
3.2.12	Compra de energía del MEM	16
3.3	Aspectos económicos	16
3.3.1	Modelo de negocios propuesto para la cogeneración	17
3.3.2	Posibilidad de convertirse en un generador	18
3.4	Regulación ambiental	18
3.5	Incentivos económico-financieros	19
3.5.1	Beneficios fiscales	19
3.5.2	Tipo de cambio	20
3.5.3	Tasa Bonificada	20
3.5.4	Fondo de Eficiencia Energética	20
3.5.5	Incentivos a través de una remuneración adicional	20
4	Escenarios regulatorios	21
4.1	Escenario actual y a corto plazo	23
4.2	Escenario a mediano plazo	24
4.3	Escenario de largo plazo	25
5	Conclusiones	25

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 – Resumen de escenarios regulatorios propuestos	22
---	----



1 OBJETO DEL DOCUMENTO

El presente documento contiene el resultado de las actividades VI a VIII realizadas en el marco de la consultoría “Desarrollo de Hoja de Ruta integral para el fomento de la Cogeneración en la República Argentina”.

Las actividades mencionadas son las siguientes:

1. Analizar alternativas o requerimientos específicos para promoción en Parques Industriales.
2. Realizar recomendaciones de regulación a nivel nacional (Secretaría de Energía, CAMMESA) y condiciones marco necesarias para potenciar el tema en Argentina.
3. Analizar qué tipo de adecuación de las normativas provinciales serían necesarias. En este punto se realizará un análisis en términos generales de qué deberían considerar las regulaciones provinciales, pero no se prevé un análisis detallado de las mismas.

Como resultado, este PRODUCTO 4 contiene una propuesta de regulación a nivel nacional para ser puesta a discusión con los actores que corresponda, y conducir su implementación coordinada por la Secretaría de Energía de la Nación, derivando o instruyendo a las autoridades competentes involucradas en cada materia.



2 DEFINICIONES

A manera preliminar, es importante dejar en claro algunas definiciones que se utilizarán a lo largo de todo el documento.

Si bien desde el punto de vista tecnológico la cogeneración es la producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea; la regulación argentina actual, a través de la Res. SEN N°61/1992 y modificatorias, y los procedimientos de CAMMESA (de ahora en más “Los Procedimientos”), en su Anexo XII, definen a los cogeneradores y autogeneradores a través de los siguientes requisitos técnico-operativos de su vinculación con el sistema eléctrico:

- Unidad de potencia instalada mayor a 1 MW. (en ambos casos).
- Autogenerador: consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios. Esta definición incluye a la tecnología de cogenerador, pero es más amplia dado que alcanza también a generadores de energía eléctrica como producto secundario, pero que no necesariamente generan calor o energía térmica de manera conjunta.
- Autogenerador distribuido: se considera Autogeneración Distribuida¹ a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Tanto las centrales de generación como las demandas deberán tener el mismo N° de CUIT.
- Cogenerador: genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. Esta segunda segmentación también incluye la tecnología de cogeneración.

En ambas definiciones se puede cogenerar. La segmentación regulatoria está planteada por si el agente solamente inyecta (cogenerador) o también adquiere del MEM potencia y energía, por un lado y por el otro, si puede entregar una potencia media anual del 50% o en el caso de los autogeneradores cubrir el 50% de su demanda anual informada.

A los fines del presente Informe, se considera Cogeneración como la definición tecnológica, mencionada inicialmente: producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea.

¹ Resolución 269/2008, Secretaría de Energía. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/140000-144999/140552/norma.htm>



3 INCORPORACIÓN DE LA COGENERACIÓN EN UNA POLÍTICA PÚBLICA

La eficiencia energética es prioritaria en la Transición Energética y el cumplimiento de los objetivos de largo plazo asociados al Acuerdo de París y a la Agenda 2030 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

A su vez, la cogeneración es una medida de eficiencia energética a una escala significativa para contribuir al logro de los objetivos nacionales, ya que tiene usos industriales actuales y potenciales, es tecnología madura y compatible con la operatividad de sistemas eléctricos (por el tipo de diseño de redes existente), por lo que su promoción debiera incorporarse como una acción concreta dentro de la política energética del país.

En el desarrollo de una política pública hay aspectos que cobran especial relevancia y fueron señalados en el PRODUCTO 2 de la presente consultoría, donde se identificaron los actores clave y las barreras existentes, que se resumen a continuación:

- i. La jurisdicción y competencia provincial del servicio de distribución eléctrica.
- ii. La falta de sinergia institucional entre los Ministerios/Secretarías de ambiente, industria y energía, e incluso, y dentro de la propia cartera de energía entre las áreas de regulación de gas natural y energía eléctrica.
- iii. Las limitaciones regulatorias del MEM, esencialmente ligadas a las declaraciones de Costo Variable de Producción (CVP) y ranking de despacho, y la consecuente remuneración.
- iv. El alto costo de financiación de los proyectos energéticos que, sumado a las incertidumbres macroeconómicas, se traduce en altas tasas. Si bien esto es aplicable a toda la generación, en el caso de la cogeneración es importante porque el rendimiento integral implica inversión evitada en el sector energético y en otros sectores productivos. Una visión integral implicaría inversión evitada general y cuando se habla de tecnología que esencialmente es importada, son ahorros en la balanza comercial.
- v. Existen recursos energéticos que deben ser aprovechados, es el caso de optimización de residuos de biomasa, que de lo contrario se pierden. Debiera así resultar prioritario todo proceso donde exista un ahorro de combustible en términos de energía primaria, en especial aquél que se pierde.
- vi. En el país hay desperdicio de biomasa por lo que el redimensionamiento de la cogeneración es posible y viable, pero no la ampliación de las instalaciones de vinculación al sistema eléctrico para evacuar la energía generada, razón por la cual cobra sentido maximizar el uso de la energía generada.

La política promocional debería integrarse con otros lineamientos de política pública, tales como:

- Ahorro de energía: En 2017, la co y autogeneración (conforme lo define la regulación) despachó un 4,7%² del consumo nacional de energía eléctrica. Descontando los procesos asociados a la producción de hidrocarburos (a sabiendas que no son unidades de cogeneración), ese porcentual se reduce al 2,05% del despacho en el año base (2017). Considerado un ahorro de energía primaria del 5% representa el 0,11% de la energía generada en el MEM. Y equivalen a \$ 598.000.000 anuales a precio monómico actual del MEM (\$ARS 4400/MWh)³.
- Descarbonización: El parque de cogeneración reduce emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), por ello es una herramienta para la descarbonización de la economía industrial y para el logro de los objetivos nacionales.

² Fuente MEM. Incluye auto y cogeneradores del MEM, aunque algunas máquinas declaradas como tales en la práctica no utilizan la energía térmica en sus procesos.

³ Cálculo efectuado por la totalidad de la generación del Año Base (2017). Generación: 132.530.220MWh, de los cuales 2.717.907 son cogeneración (sin yacimientos) es decir un 2,05%. Ahorro del 5% representan 135.895 MWh que al valor de 4400 AR\$/MWh son AR\$ 597.939.519.



- Estabilidad en redes y abastecimiento: Las características de la electricidad producida por sistemas de cogeneración, distribuida -ubicada en los mismos puntos de consumo y sus inmediaciones- y con garantía de potencia, proporcionan ahorros por reducción de pérdidas de energía en las redes e infraestructuras energéticas y contribuyen a la seguridad de suministro, dotando también de mayor resiliencia y calidad de suministro a las áreas cercanas a las industrias. La cogeneración contribuye sustancialmente a la estabilidad y operación de los sistemas y mercados energéticos.
- Incremento de la competitividad industrial: La cogeneración eficiente es una palanca de competitividad de los sectores industriales, en especial: industria de procesamiento de productos agrícolas (aceites y derivados), industrias siderúrgica, alimenticia, petroquímica y refinación de petróleo.

3.1 Herramientas regulatorias para la promoción de la cogeneración en Argentina

Promover la eficiencia energética a través de incentivar “cogeneración eficiente”, coordinando con otros aspectos de las regulaciones ambientales, industriales, de gestión territorial y de cambio climático (por reducción en emisiones de CO₂), entre otras.

Como en Argentina la materia ambiental es de competencia provincial el trabajo interinstitucional y transversal entre los sectores energéticos, ambientales e industrial debiere propiciarse para mejorar la competitividad integral del sistema.

La cogeneración como herramienta de descarbonización requiere del sector eléctrico la adaptación para permitir la operación flexible y gestión de los sistemas, como lo hiciera con las renovables, con inversiones en reemplazo tecnológico y digitalización operativa. Ese escenario futuro plantea un modelo de regulación y de negocios diferente al existente.

En el apartado 4 Escenarios regulatorios se consideran escenarios con diferentes grados de desarrollo o promoción de la cogeneración.

Los objetivos en el sector energético/eléctrico son:

- Diversificar fuentes, en especial con aprovechamiento de eficiencia global de gas natural y biomásica en las economías regionales.
- Mejorar de la vinculación de proyectos a los sistemas eléctricos, a través instrumentos regulatorios que reconozcan costos evitados por la cogeneración, confiabilidad y seguridad de los sistemas involucrados (energía y potencia), posponer inversiones en distribución.
- Propiciar reducción de las pérdidas en distribución/transmisión.
- Reducir costos operativos de la cogeneración y la generación a través de establecimiento de estándares de ahorro de energía primaria.
- Incorporar cogeneración vinculada a los sistemas de distribución habilitando sinergia entre demandantes de calor y energía y cogeneradores o potenciales cogeneradores.
- Propiciar reducir congestión del pico de demanda en los sistemas de distribución.

Hay dos momentos del proyecto en que la regulación puede intervenir:

- Apoyo a la inversión inicial: indicada cuando se tienen dificultades para el acceso a capital o no se tienen retornos razonables.
- Apoyo en la etapa operacional: permite internalizar los beneficios identificados de la cogeneración y/o limitar barreras.

Eventualmente, para algunos sectores de la industria se puede promover investigación y desarrollo de aspectos que permitan optimizar el uso de recurso biomásico/biogás en emprendimientos de cogeneración (se considera que en el caso de la cogeneración con gas natural hay capacidades disponibles en el país y tecnologías maduras⁴).

⁴ Ver PRODUCTO 2 “Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina”



A continuación, se describen diferentes herramientas posibles para el fomento de la cogeneración en Argentina, algunas de las cuales se plasman en las propuestas regulatorias de la sección siguiente.

1. Incentivos fiscales: dirigidos a reducir los costos operativos y/o a promocionar nuevos proyectos o mejoras /ampliaciones sobre los sistemas existentes.

- Reducción/eliminación de impuestos a las importaciones, verificando no generar medidas retorsivas.
- Exención/devolución del Impuesto al Valor Agregado.
- Depreciación acelerada de ganancias a las inversiones en cogeneración (optativa del proyecto).
- Estabilidad fiscal garantizada normativamente (nacional y provincial)
- Exención de Ganancia Mínima Presunta -GMP- u otros tributos nacionales y eventualmente provinciales mediante adhesión a las normas que se consideren: (Impuesto a Sellos, Ingresos Brutos).
- Si bien no suele usarse en Argentina, podría considerarse una reducción del impuesto a las ganancias (%).
- En casos de tener que realizar desarrollos en I + D, para aprovechamiento de algún tipo de recurso determinado, contemplar el reconocimiento fiscal de ese costo de desarrollo.

2. Precios y/o tarifas especiales: los que repercuten en los costos de operación de los proyectos. Las regulaciones prevén:

- Feed-in Tariffs – FIT: establece precio especial para la energía que es inyectada a la red y que fue generada mediante fuentes no convencionales de energía o tecnología determinada.
- Precio de la energía eléctrica o mecanismo de formación de precio diferencial: hoy se definen por costos operativos del conjunto de las tecnologías convencionales o acordados para otras.
- Balance neto: favorece a los consumidores de energía que a la vez son productores, sin distinguir si son auto o cogeneradores, cobrándoles solo el diferencial entre la energía consumida y la inyectada a la red.
- Precio del gas natural: es posible incidir sobre el costo que pagan los cogeneradores por el gas natural a través de la reducción de impuestos al combustible o las condiciones de compra del mismo⁵.
- Tarifas de vinculación con el mercado: determinada especialmente o socializado en el costo⁶.

3. Certificados: sean de descuentos tributarios, certificados “de origen” o de eficiencia pueden:

- Generar ingresos adicionales a través de la negociación de los certificados (si hay mercado de los mismos o los toma el Estado).
- Acceso a beneficios de acuerdo con la clasificación del sistema (por ejemplo, tributarios), como mecanismo indirecto de internalización de beneficios ambientales o de eficiencia, con su respectivo impacto económico.
- Ser una herramienta de imagen para las empresas que le compran energía a un cogenerador y para la propia generadora, reconociéndolas como eficientes o más ecológicas. “Sellos Verdes”.

⁵ La reciente Resolución Sec. Energía N° 354/2020, considera los precios de compra y las prioridades de co y autogeneradores, dentro de una política de corto plazo relacionada con la valorización del gas natural.

⁶ Esquema de promoción utilizado por RenovAr, (Dec. PEN N°531/16).



4. Dentro del sector eléctrico: implementar medidas para facilitar la vinculación con los mercados/ ampliación de sistemas⁷.

- Definición de estándares de acceso a los sistemas: conocidos y estables.
- Definición de eficiencia mínima para acceder a beneficios: requisitos técnicos, periodicidad de controles, etc.
- Régimen de despacho: Prioridad de despacho.
- Incentivos a los operadores de red, para que conecten cogeneración.
- Permitir la compra de energía por parte de los cogeneradores.
- Valorización de beneficios al sistema: pérdidas evitadas/ bonificación o reducción de peajes, etc. según tamaño y prestación al sistema.

5. Subsidios:

Valorización económica por fuera de los esquemas de formación de precios, o que mitiguen barreras de vinculación/ restricciones de acceso al capital o cuando se trata de nuevas tecnologías (biogás, aprovechamiento biomásico), o de acceso a los mercados. Como los esquemas de identificación de beneficiarios y seguimiento del desempeño de las unidades suele ser complejo, debieran considerarse evaluaciones globales, para la determinación de los mismos.

3.2 Propuesta regulatoria

La propuesta regulatoria que se desarrolla a lo largo de este documento está pensada para ser implementada por la Secretaría de Energía de la Nación, derivando o instruyendo a las autoridades competentes involucradas en cada materia.

Considerando Los Procedimientos del Organismo Encargado de Despacho (OED)⁸ y los objetivos planteados, se conjugan aspectos en simultáneo que debiere abarcar la propuesta:

- Cómo se considera la eficiencia a los fines de la regulación eléctrica.
- Cómo se considera la relación de producción: autoconsumo y posibilidades de inyección y comercialización a terceros cercanos o in situ con registros fiscales diferentes.
- Cómo se incorpora dentro de un esquema de despacho la obtención del combustible y se valoriza el mismo (precio del gas natural de usina⁹
- Cómo se remunera – potencia y energía- a partir del esquema del despacho de cargas y quién afronta los costos, para lo cual se requiere el reconocimiento de la eficiencia que la cogeneración logra frente a sistemas separados.

3.2.1 Obtención de permisos

En Argentina y en el MEM /SADI la regulación la establece la SEN. Los permisos para ingreso al MEM de la cogeneración son idénticos a los de otros generadores.

La incorporación del análisis de la eficiencia a través del ahorro de energía primaria (AEP)¹⁰ que se propone como regulación implicará que la obtención de los permisos deberá incluir el análisis de rendimiento de modo previo para su gestión y otorgamiento. Ello se puede efectuar como Declaración Jurada, certificación externa, auditoría técnica, o una combinación de esos mecanismos. A su vez pueden establecerse diferentes mecanismos en función de las potencias, para simplificar los permisos para los sistemas de menores potencias.

⁷ Son analizadas en el siguiente punto.

⁸ Res. SEN N° 61/92 y modificatorias.

⁹ El carácter de “gas de usina” eliminaría los potenciales cortes de suministro de gas.

¹⁰ Más detalles en el punto siguiente.



Esa documentación debiera ser parte de la presentación ante el organismo que define la Secretaría de Energía.

3.2.2 Calificación de la eficiencia como requisito de acceso a beneficios

Como oportunamente se mencionó, la ecuación de rendimiento solo contempla la energía eléctrica generada que es despachada al sistema eléctrico.

En el Anexo 12 de Los Procedimientos se establece la obligatoriedad del cogenerador de declarar los aspectos técnicos de la máquina y potencia al momento de incorporarse al MEM. Ese valor de rendimiento de la máquina queda fijado para el sector eléctrico, y sólo considera la energía útil que se inyecta al sistema eléctrico (SADI/MEM), ignorando dentro de la ecuación la energía útil total, es decir la que demandó el proceso productivo (sea en forma de energía térmica y/o eléctrica, o su equivalente en energía mecánica, de autoconsumo).

En las máquinas de generación convencionales la regulación no promueve incentivos para optimizar el conjunto de cada sistema. Por ejemplo, en muchas centrales térmicas¹¹ se gasta energía y dinero en enfriar vapor y verter la energía removida en cursos de agua o sistemas de enfriamiento, pudiendo en algunos casos extraérsele energía/calor útil, pero al no valorizar el ahorro del conjunto no hay incentivos para maximizar el aprovechamiento de la energía de entrada.

Si consideramos que el sistema energético es el conjunto de instalaciones, productos y procesos que permiten abastecer de energía útil en un territorio determinado, la ecuación debería medirse a partir de la energía primaria a disposición de la totalidad de los procesos y no a partir de la energía útil para el Mercado Eléctrico Mayorista (es decir la energía generada para autoconsumo, tanto térmica como eléctrica, y la inyectada al SADI).

Con ello, la evaluación debe trascender el sistema eléctrico y debe considerarse al sistema energético en su totalidad, ya que la energía primaria requerida en los procesos debe ser parte del balance energético total.

Se propone que sea considerado e incorporado el concepto de energía primaria total requerida en los procesos no integrados de producción de energía eléctrica y térmica y el ahorro que la cogeneración genera al sistema energético. El mecanismo conocido como Ahorro de Energía Primaria (AEP) contempla la relación de la eficiencia energética total de un sistema integrado en comparación con los sistemas no integrados (producción separada de energía eléctrica y calor).

Este mecanismo, a su vez, permite establecer criterios de mejoramiento a lo largo del tiempo. Por ejemplo, que las nuevas máquinas tengan valores de eficiencia porcentuales más altos en la medida que transcurre el tiempo (por ejemplo, cada 5 años las máquinas que ingresen al MEM deberían tener un rendimiento porcentual mayor a las anteriores, en función de la tecnología). Este rendimiento porcentual está siempre relacionado con la ecuación de producción de trabajo mecánico (o calor) y electricidad, con y sin cogeneración.

La regulación, a través de “Los Procedimientos” -Res. SEN N° 61/91 y modificatorias- debiera incorporar “Guías” que especifiquen la documentación y procesos de certificaciones/declaraciones juradas que avalan la calificación de Cogenerador Eficiente por cada tipo de tecnología y para cada uno de los segmentos (escalas).

Debiera además tener la sanción explícita por desvío de la Declaración Jurada o Certificación, sanción que debiere conllevar la pérdida de la calificación de “Cogenerador Eficiente” por un período de tiempo, y con ello la pérdida de los beneficios. El esquema de fiscalización de los rendimientos es verificable en la práctica y puede establecerse normativamente revisiones periódicas.

Este mecanismo para ser objetivo, claro y estable (no sujeto a discrecionalidad) debe ir acompañado de una Guía de criterios de cálculos y procedimientos de determinación de las eficiencias, según tecnología y combustibles utilizados.

¹¹ CT Puerto Nuevo y Costanera en el AMBA son claros ejemplos, cuando podrían tener un esquema de district heating asociado



Ecuación total propuesta, fue seleccionada entre otros indicadores empleados en diferentes regulaciones¹². La selección se base en la idea de cuantificar el ahorro del conjunto y promover la maximización de la eficiencia.

Así, la verificación de ahorro total de combustible surge de comparar el combustible suministrado a la cogeneración con el combustible que se hubiera consumido en la producción convencional y no integrada de calor y electricidad.

$$AEP = EP - C_{cog}$$

Donde:

AEP	Ahorro de Energía Primaria
EP	Energía Primaria: consumo de energía de los sistemas no integrados
C _{cog}	Energía suministrada a la cogeneración ¹³

La EP consumida por los sistemas no integrados se determinará en base eficiencias de referencia típicas de los sistemas convencionales, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$EP = C_E + C_{Q_u} = \left(\frac{E_{COG}}{\eta_{Econv}} \right) + \left(\frac{Q_u}{\eta_{Q_u conv}} \right)$$

Donde

- C_E Combustible que se hubiera empleado en la generación no integrada de energía eléctrica (o su equivalente en trabajo mecánico) durante el año.
- C_{Q_u} Combustible que se hubiera empleado en la producción no integrada de calor útil anualmente.
- E_{COG} Energía eléctrica neta (descontada solamente la electricidad necesaria para la operación de la misma unidad de cogeneración), medida en el punto de conexión de los generadores principales, generada durante un año¹⁴.
- Q_u Calor útil o energía térmica generada por la unidad de cogeneración durante un año, suministrada a un proceso productivo u otra actividad económica que lo requiera. Al cual debe descontarse la energía térmica ingresada por el fluido térmico (agua de alimentación, aire, etc.)
- η_{Econv} Eficiencia de referencia para la producción no integrada de energía eléctrica, se sugiere considerar el rendimiento del parqué de generación termoeléctrico¹⁵
- $\eta_{Q_u conv}$ Eficiencia de referencia para la producción no integrada de energía térmica (calor útil).

Siguiendo a varias regulaciones, entre ella la europea, se hacen Guías de procedimiento para el cálculo de rendimientos y para el control de las eficiencias en condiciones reales, que establecen periodicidad de controles, diferenciando tecnologías y combustibles.

Se propone que la Guía no solo considere el GN sino también podría pensarse en guías para determinados productos biomásicos; por ejemplo, bagazo en el NOA.

¹² Presentadas en el producto 3.

¹³ De acuerdo a un balance de energía, esta equivale a la suma de E térmica + E eléctrica (o su equivalente en energía mecánica) autoconsumida + energía eléctrica inyectada + pérdidas del proceso.

¹⁴ En caso de que el sistema produzca trabajo mecánico (W_{mec}), el mismo deberá también ser considerado como energía eléctrica producida (con una equivalencia igual a la unidad) anualmente.

¹⁵ Podría utilizarse el promedio de los últimos 5 años.



Del mismo modo se propone que se determinen escalones de eficiencia en función de tiempo (no constantes) de modo de mejorar la competitividad sistémica, y que la guía contemple procesos de revisión periódica.

Dado que la tecnología de cogeneración se ve afectada por las condiciones ambientales, se recomienda que la frecuencia de revisión sea de un año.

Asimismo, considerando que el costo de abastecer con gasoil a puntos de los sistemas de distribución con falta de inversiones ha sido sumamente costoso en Argentina, caso el Programa “Energía Delivery”, de la ex ENARSA – Res SEN N° 220/2007 en sus sucesivas rondas. Eventualmente podría considerarse un programa específico de beneficios para cogeneración de reemplazo de esas máquinas térmicas. En los primeros años se podría considerar una promoción de desplazamiento de esas centrales, sobre todo en las regiones Centro, NOA y NEA del país.

3.2.3 Clasificación y Segmentación

Del esquema propuesto resultan las siguientes variables para clasificar procedimientos e incentivos aplicables:

- Eficiencia: medible respecto de la alternativa sin cogeneración. (establecida en mejora de AEP/PES en términos porcentuales). Definida por tipología y combustible.
- Potencia eléctrica: medida en MWe;
- Actividad industrial: pudiéndose optar por excluir algunas¹⁶.

El esquema propuesto establece requisitos de medición de AEP para obtener la condición de “cogeneración eficiente”, que conlleva el acceso a los beneficios que en definitiva se consideren, segmentando en función de tamaño de planta en MWe y actividad. Se deberá establecer un valor umbral de AEP por encima del cual se considere “cogeneración eficiente”. Como valor de referencia para el mencionado umbral, se recomienda un 10%, basado en las experiencias internacionales.

Esa segmentación permite considerar diferentes incentivos: por potencia, AEP y proceso industrial, direccionando mejor los beneficios de acuerdo con los objetivos perseguidos.

La segmentación de potencias se considera en el caso de uso de combustibles fósiles, separando aquellas de hasta 3/5 MW¹⁷ y las que generan por encima de ese valor.

Por separado debiere considerarse la biomasa en procesos industriales conocidos y con información (caso bagazo de caña, por ejemplo).

La Guía es parte importante de la regulación propuesta ya que define no solamente el procedimiento para la determinación del porcentual de eficiencia por tipo de máquina y proceso sino también puede determinar la fiscalización y metodología de actualización.

Propuesta de umbrales de potencia para la determinación de eficiencia:

Algunas regulaciones establecen umbrales de potencia para aplicar los procedimientos de medición de eficiencia para la cogeneración, contemplando umbrales mínimos y eventualmente escalones. Cuánto más potencia, más exigencias en los procedimientos de determinación de eficiencia y más controles periódicos de desempeño. A partir de la eficiencia las regulaciones denominan de varios modos los equipamientos que califican según condiciones objetivas predeterminadas. Son llamadas Eficientes, de Alta Eficiencia o Calificadas las unidades que superan un porcentaje determinado (en general 10%) entre la alternativa con y sin cogeneración. A partir de esa calificación, se otorgan los beneficios / incentivos.

Otras regulaciones incorporan a la calificación umbrales de potencia para establecer *fast-tracks* aprobatorios, fiscalizatorios o de acceso a beneficios (incentivos), generando un doble comando

¹⁶ Varias regulaciones excluyen la industria petrolera (no así la refinación).

¹⁷ Se da la alternativa de 3 MW porque muchas legislaciones ambientales provinciales ya consideran un fast-track para la aprobación de las Evaluaciones de Impacto Ambiental de máquinas < a 3 MW. De ese modo se unificarían criterios normativos.



regulatorio: potencia y eficiencia. En el caso inglés¹⁸, las unidades < 1 MW, son consideradas directamente como “Cogeneración Eficiente” sin hacer demostración alguna. Esta medida regulatoria permite incentivar el ingreso de cogeneración menor a 1 MW (llamada de “Baja Escala”) relajando el otorgamiento de permisos y pruebas de eficiencia, con el criterio que aportan confiabilidad en las redes y permiten hacer “*peak shaving*”¹⁹ en los sistemas eléctricos. Otras regulaciones establecen escalones intermedios y/o topes de 3 y 5 MW, según el diseño de red y objetivos perseguidos.

Propuesta de potencia: La regulación del MEM presenta otra limitante que se relaciona con los umbrales de acceso. Los Procedimientos establecen que toda generación mayor de 1 MW (0,5 si es renovable intermitente²⁰) liquida sus posiciones en el MEM. Es decir que la regulación solo debiere considerar máquinas a partir del umbral de 1 MW (0,5 de resultar de aplicación el Anexo 39° de Los Procedimientos), y a partir de allí, escalones de potencia.

Se propone, incorpora la calificación de Cogeneración Eficiente a:

- Toda máquina nueva < 3 o 5 MW (según consideración). En su caso deberá efectuar el procedimiento de determinación de eficiencia y que demuestre que su eficiencia es superior al 10% de la alternativa no integrada de generación de calor y electricidad, a través del procedimiento de la Guía.
- Toda máquina existente < 3 o 5 MW (según consideración) que demuestre que su eficiencia es superior al 5% de la alternativa de generación de calor y electricidad, a través del procedimiento de la Guía, hasta cumplida su vida útil.
- Cumplida la vida útil se puede optar por una máquina nueva y aplicar las condiciones del punto 1) o realizar una adecuación (revamp) donde se mejore la eficiencia, en al menos 7% de la alternativa no integrada calor/ electricidad.
- Toda máquina existente < 3 o 5 MW (según consideración) que utilice biomasa, RSU u otros desperdicios.

Si bien el umbral recomendado es de 5 MW, se da la alternativa de 3 MW porque muchas legislaciones ambientales provinciales ya consideran un *fast-track* para la aprobación de las Evaluaciones de Impacto Ambiental de máquinas < a 3 MW. De ese modo se unificarían criterios normativos.

Se propone que máquinas de hasta 3 o 5 MW que se incorporan al SADI a través de los sistemas de distribución, lo hagan mediante de un *fast-track* técnico común de admisión y medición de eficiencia (separadamente de los estudios eléctricos que se piden), justificado en los beneficios que aportan a los sistemas de distribución: estabilidad de redes y calidad de servicio en el punto y eventualmente ampliaciones; y al SADI: limita pérdidas. Resulta el *fast-track* un modo de compensar los costos del proceso de obtención del acceso.

Las máquinas de más de 3 o 5 MW para ser consideradas Cogeneración Eficiente, deberían demostrar que sostenidamente por un tiempo prolongado opera efectivamente con un AEP igual o superior respecto de la alternativa sin cogeneración²¹. En este parámetro hay dos variables a considerar y definir por el regulador: (i) cantidad de tiempo de operación para certificar eficiencia, que a priori se recomienda 1 año para contemplar variaciones estacionales o de otro tipo; (ii) porcentual de ahorro respecto de la alternativa sin cogeneración (AEP), que se recomienda en un 10%. El primero debería permanecer e incorporarse a la Guía procedimental, el segundo podría escalonarse con el tiempo para ir mejorando paulatinamente el parque de cogeneración.

3.2.4 Esquema de despacho de cargas

Las normas de despacho de cargas nacionales y el modo en que se ranquean las máquinas, en especial las térmicas, ha sido identificado como la barrera más alta, ya que ese proceso determina

¹⁸ Ref Brexit law citada.

¹⁹ Control de picos

²⁰ Anexo 39° de los Procedimientos.

²¹ Esos valores son comunes en la regulación internacional, podrían considerarse otros.



la remuneración que el cogenerador va a recibir por la energía generada (y la potencia puesta a disposición).

Se analizó que, la necesidad de entrar indefectiblemente en el ranking para asegurar el despacho y no condicionar la operación del proceso que utiliza la energía térmica condiciona la declaración de CVP por parte del cogenerador

Conforme con la actual regulación del MEM se proponen las siguientes herramientas, comunes a todas las máquinas de cogeneración:

Siguiendo gran parte de las regulaciones que han promovido la prioridad de despacho, se sugiere que la Cogeneración Eficiente tenga prioridad de despacho en el MEM, ya que son las unidades que harán más eficiente el conjunto del sistema. Ello sin perjuicio de mantener la obligación de hacer las declaraciones periódicas (semestrales, mensuales, semanales y diarias) que al OED le permiten ordenar y programar de modo seguro el despacho de cargas.

Si bien el despacho prioritario implica un mayor esfuerzo operativo del operador de redes al que se vincula (eventualmente aguas arriba también), hoy la electrónica de potencia y los sistemas de comunicaciones permiten gestionar las instalaciones.

De hecho, las regulaciones cargan los costos de todo el equipamiento para otorgar confiabilidad y operación segura (protecciones, entre otros) al generador, como así también los sobrecostos que esa operación le demanda al sistema.

Observación: Debiera dejarse sin efecto en la regulación del MEM la doble calificación de auto o cogenerador existente en función de la firmeza y el despacho medio, porque responde a la capacidad efectiva de ser convocada al despacho, cuando la propuesta que se realiza es que tengan despacho prioritario, siempre que cumplan con los parámetros requeridos para la calificación de "cogeneración eficiente".

3.2.5 Combustibles

Hoy toda la autogeneración debe autoabastecerse de su combustible, afrontando el riesgo de disponibilidad y precio conforme con los contratos que cada agente disponga (Resolución SGEN° 1/2019, luego modificada por la Res. 31/2020²², en especial los Anexos I y II de ambas normas, que establecen la remuneración de potencia y energía, generada u operada²³). Por su parte, toda la cogeneración recibe combustible en función de su declaración de potencia firme y energía, reconocidas por el sistema eléctrico (CVP declarados). Ambos tipos de agentes del MEM reciben el gas natural al valor económico máximo que reconoce la norma.

Cabe señalar que con la calificación regulatoria actual las unidades de cogeneración son calificadas según el régimen de despacho junto con otros generadores térmicos.

En la propuesta regulatoria se plantea la calificación a partir de la función tecnológica (generación conjunta y secuencial de energía térmica y eléctrica) por un lado, y calificando la cogeneración a partir de la comparación entre un proceso integrado versus los procesos no integrados (producción por separado de energía eléctrica y calor útil), lo que permite cuantificar el Ahorro de Energía Primario (AEP), cobrando importancia el tratamiento regulatorio de los combustibles utilizados.

Se propone, para toda unidad que califica como Cogeneración Eficiente:

a.- Disponibilidad de combustible -Gas Natural-: se garantizará el suministro en firme de los volúmenes requeridos por el cogenerador siempre y cuando éstos sean menores o iguales al volumen relacionado con la eficiencia energética que surge de la calificación.

El cogenerador deberá declarar anualmente, con carácter de declaración jurada, las necesidades de GN para su proceso integral.

²² Con anterioridad a esas normas, los autogeneradores estaban alcanzados por el régimen de provisión de combustibles y precios establecidos por la regulación del MEM: Res. 95/2013 y modificatorias.

²³ Por "operada" se entiende la máquina que permanece rotante, llamada a despachar, pero sin despacho efectivo.



b.- Precio de combustible: El precio del combustible reconocido al cogenerador será el precio “gas de usina” por la energía eléctrica generada/operada en el MEM, calculado en base al rendimiento medio del parque térmico del MEM. Esto se debe a que CAMMESA solo está autorizado, por su objeto social, a comprar energía por cuenta y orden del MEM; es por esto que el precio “gas de usina” solo se aplica a la energía eléctrica inyectada al sistema.

Si por cualquier causa, el cogenerador dispusiera de un contrato a precio mayor, transitoria o estacionalmente, podrá solicitar al OED la aplicación del mecanismo descripto en el párrafo anterior.

En todos los casos la regulación eléctrica debería tener registro de los contratos de GN de los cogeneradores.

Eventualmente, de poder establecer sinergias regulatorias entre la regulación de la electricidad y el GN, considerando que el GN de cogeneración es de demanda permanente y constante (en general son consumos planos, no dependiendo del ranqueo), y optimizan los flujos anuales y uso de los gasoductos, debieran tener una bonificación de tarifas de transporte y distribución, por la firmeza y volúmenes consumidos, resultando una señal clara también para los sistemas gasíferos.

La regulación actual nacional no valoriza la energía autoconsumida en la planta industrial de cogeneración. Es por esto que, otro aspecto a considerar en la regulación es el tratamiento y reconocimiento de la energía autoconsumida (como energía eléctrica y/o su equivalente en energía mecánica). Esta medida permite al sistema eléctrico “netear” esa energía, y según el caso, potencia, retardando inversiones y, al conjunto del sistema, agregar valor sin necesidad de expandir redes eléctricas.

La propuesta de valorización del precio del gas natural destinado a la generación eléctrica es un incentivo para que el cogenerador contrate eficientemente su gas natural, ya que en el diferencial entre la electricidad generada/operada en el MEM y su rendimiento tiene un margen para obtener renta.

Una alternativa para evaluar oportunamente sería reconocer el precio de “gas de usina” también para el autoconsumo de energía eléctrica, ya que es energía que no se demanda al MEM (con eficiencia promedio menor a la de la cogeneración) y a su vez permitiría retardar inversiones en los sistemas eléctricos involucrados.

Biomasa: Los cogeneradores biomásicos debieran declarar y obtener su certificación de rendimiento al igual que los que consumen gas natural o líquidos, también valorizándose el autoconsumo y pudiendo valorizarse la potencia requerida en planta.

A los efectos de la regulación para cogeneración, debiera definirse qué se considera “biomasa”. Se propone la siguiente definición: fracción de los productos, subproductos y residuos agrícolas (incluidas sustancias de origen vegetal y de origen animal), forestales, así como residuos industriales y municipales que sean susceptibles de producir tecnología mediante, energía térmica y eléctrica conjunta y secuencialmente.

3.2.6 Declaración de Costos variables

Si bien se propone la prioridad de despacho, es conveniente que el cogenerador declare los CVPs, al igual que los restantes generadores. Sin embargo, las unidades de “Cogeneración Eficiente” despachadas prioritariamente declararán CVP pero no integrarán el ranking.

Esta determinación no es importante mientras el esquema regulatorio remunere a costo operativo de corto plazo (Res. SEN N° 31/2020, o como ha remunerado hasta 2015). Pero es importante si se retoma un esquema marginalista. En un esquema marginalista, estas máquinas debieran tener el tratamiento de un contrato de abastecimiento -en adelante PPA- ordenado por la Autoridad regulatoria del MEM, traspasando a precios MEM los costos medios de generación, aun cuando se los asignase horariamente o por banda horaria.

Así el CVP se declararía por rendimiento de máquina y precio combustible CAMMESA, pero despacharían por la base, sin rankear. En el caso de aquellas que no califican como Eficientes, el CVP se declararía en función al AEP, de modo que sea clara la señal hacia la mejora de la eficiencia integrada. Los diferenciales de rendimiento los absorbe como costo el cogenerador. Para los



casos de esquemas de cogeneración < 3/5 MW el combustible se calcula en base al rendimiento declarado y admitido en el proceso de calificación.

La “Guía” tiene por objeto definir la metodología para calificar la Cogeneración Eficiente en relación con cada tecnología y, eventualmente, tamaño de instalación (en MW). Asimismo, debiere definir si es mediante declaración jurada y/o un esquema de protocolo de auditorías para la fiscalización, de modo de evitar discrecionalidades.

3.2.7 Contratos entre privados

Si bien desde 2006 hay limitaciones a las contrataciones en el MEM, desde la entrada en vigencia de la Resolución SEN N°95/13 están prohibidos los contratos entre privados en el MEM.

La propuesta regulatoria es que se habiliten contratos entre privados donde el cogenerador pueda vender sus excedentes energéticos (energía y potencia) a un tercero. El contrato deberá registrarse en el MEM.

En una segunda etapa de liberalización de transacciones en el MEM, la regulación podría dejar librado al cogenerador la opción anual de no acceder a la prioridad de despacho y rankear. Esa alternativa permite la optimización total del sistema siempre y cuando la regulación disponga de señales de costo de oportunidad, que actualmente no posee.

Hay regulaciones, que prevén específicamente la posibilidad de elección por parte del cogenerador, de elegir el sistema del despacho por la base con precio regulado en base al AEP o ir a un esquema de despacho libre, sea porque tiene contrato o porque acepta el riesgo de precios en el mercado. Esta opción regulatoria es una alternativa en un esquema marginalista pero no en el esquema actual de formación de precios donde se remunera a las máquinas los costos operativos.

Debe hacerse la aclaración que la contractualización en el Mercado a Término (MAT) puede ser de corto, mediano o largo plazo, y que cada cogenerador puede elegir el plazo.

3.2.8 Firmeza y remuneración de potencia

Se propone que, a diferencia del esquema actual, se determine como incentivo el pago de la potencia media puesta a disposición del SADI en cada período de tiempo de modo que sea considerada como firme el promedio de las potencias medidas en el punto de medición de CAMMESA (SMEC) de las unidades de generación eléctrica.

Siendo consecuente con los criterios adoptados, el cálculo debiere considerar tanto la energía suministrada al sistema eléctrico como la de autoconsumo (ya sea como electricidad o su equivalente en trabajo mecánico). Para esto será necesario la instalación de doble sistema de medición (SMEC), uno a la salida del generador principal y otro en el límite de batería de las instalaciones, previo a la inyección al MEM. De esta manera, se puede medir y monitorear de manera robusta y transparente tanto la energía generada como la inyectada en el sistema.

La remuneración de la potencia media es un incentivo y reconocimiento de los aportes de la cogeneración al esquema de transporte y distribución.

3.2.9 Cargos por conexión

El peaje de conexión que le corresponda pagar a un cogenerador son los cargos de conexión a la instalación de la distribuidora, se definen por la norma de distribución o la que resulte aplicable en el punto de conexión.

Las condiciones técnicas que deben cumplir para acceder al sistema de distribución/ transporte, lo fija la regulación provincial o federal, según el caso (a través de las condiciones de calidad de contratos).

Asimismo, contar con el equipamiento de CAMMESA impone a todo agente que se conecte (y si vamos al esquema de control propuesto, otras mediciones específicas para las máquinas de cogeneración).



3.2.10 Transporte federal

En virtud de la Res MEyM N° 1085/17, los cargos de transporte federal se cargan a la demanda, por lo que los cogeneradores no debieren afrontarlos.

3.2.11 PAFTT

Tal como se expresó en el Informe de Avance 1, la dispersión de criterios para el cobro de los peajes en las redes de distribución es una barrera en las Provincias. Ninguna regulación, ni siquiera en el ámbito de distribución del AMBA, contemplan los efectos positivos que la cogeneración tiene al posponer inversiones de distribución.

Algunas regulaciones consideran que la cogeneración solo pague el costo marginal incremental del sistema de distribución al que se vincula.

Es conveniente para promocionar la cogeneración establecer la posibilidad legal de ordenar la dispersión de criterios normativos existente mediante normas federales que premien el acceso de la cogeneración por su participación en los sistemas de distribución a través de dos ejes, uno técnico y otro económico, de modo que se neutralicen los efectos adversos de las PAFTT sobre los flujos de fondo.

La norma promocional debiere determinar que, salvo el cargo por conexión la PAFTT de “salida” no debe abonarse. Debiere la norma nacional, en su caso ser explícita que el Agente que pretenda cobrar PAFTT por la energía y/o potencia inyectada por el cogenerador a su sistema, el MEM le cobraría el equivalente por el transporte hasta el punto, equiparándose el costo. La medida retroversiva es común en los sistemas arancelarios internacionales.

Como los distribuidores son Agentes del MEM la regulación puede establecer: (i) *Net metering*, liquidable en el MEM; (ii) obligarlos a comprar y netear esa energía a precio estacional, asumiendo el MEM el diferencial entre el pago al cogenerador y el Estacional; (iii) de aplicar una PAFTT “de salida”, el monto resultante, será compensando mediante cargo a la cuenta del distribuidor, ya que impone un extracosto al sistema federal, que debería ser inocuo.

Del esquema resulta una sanción implícita, puesto que, de limitar el acceso de potencia y energía proveniente de cogeneración, o, cobrar PAFTT de salida, deberían pagar un precio “extra” en el MEM.

El tratamiento de la PAFTT y la eventual valorización de los servicios se define con acuerdos con las provincias.

3.2.12 Compra de energía del MEM

La regulación existente no permite a los cogeneradores la compra de energía eléctrica del MEM, lo que representa una fuerte restricción para los procesos productivos asociados a la cogeneración. Es por esto que se propone eliminar esta restricción y habilitar al cogenerador para compras de energía eléctrica del MEM, para que los procesos productivos puedan seguir operando frente a una salida de servicio de la cogeneración. Dicha salida podría ser planificada (por ejemplo, para una parada de mantenimiento) o bien eventual; o incluso el caso de que por algún procesamiento en campaña del proceso industrial se requiera toda la energía eléctrica generada en la unidad de cogeneración y un adicional a tomar del MEM. En cualquier caso el cogenerador deberá dar aviso al OED, tanto de la parada o reducción del suministro (en las mismas condiciones que lo hace el resto de los generadores), como de la electricidad que prevé consumir en el período en cuestión.

3.3 Aspectos económicos

Para poder establecer un modelo de negocios que se adapte a las normas del MEM y a su vez, resulte un incentivo para la penetración de la cogeneración desde el ámbito federal y a través de los mecanismos regulatorios que dispone el Estado Nacional, es importante señalar que hoy, resultan viables económicamente las unidades de cogeneración que:



- Sean dimensionadas/bles considerando las características de la demanda térmica (calor útil) del cogenerador.
- Operables de modo confiable gran cantidad de horas anuales.
- Tengan acceso a la capacidad de transporte sin restricciones, (ubicadas en puntos donde la oferta eléctrica tenga capacidad de evacuación /instalaciones de transporte)
- Generen diferenciales de precio entre el combustible utilizado y la electricidad recibida (precios de producto + tarifas de servicios) de modo medio anual (aun cuando en determinadas circunstancias se volatilice el precio de combustible, o, en el caso de la biomasa, sea estacional).
- Los riesgos de valorización de la energía eléctrica sean cargados sobre el calor (proceso industrial).
- La obtención del costo medio total del proyecto incluya el costo de vinculación con el MEM (cogeneradores asumen costos y riesgos del transporte).

Al desarrollar las barreras regulatorias se efectuaron las consideraciones respecto del modelo de negocios MEM, donde la cogeneración no entra dentro de una ecuación de remuneración si no puede ser flexible en el despacho. En esa lógica regulatoria la opción es que el esquema económico queda determinado por los criterios generales que le caben a toda la generación térmica y, consecuentemente, el modelo de negocios ajusta internamente con el calor útil (vapor) y al precio del producto industrial. En definitiva, no hay negocio para el cogenerador en el modelo actual, lo que hay es la posibilidad de no tener pérdida (o perder lo menos posible).

3.3.1 Modelo de negocios propuesto para la cogeneración

A.- Se propone un modelo de negocio con una ecuación propia de la cogeneración, distinta de los restantes generadores del MEM que reconozca los beneficios de ésta aporta a los sistemas energético en general.

Como gran parte de las cogeneradoras despachan al MEM a través de los sistemas de distribución, que tienen diferentes realidades, demandas, infraestructuras y costos/tarifas; que a la vez no dispone la Autoridad Nacional, no sería posible sin la aceptación de las Jurisdicciones provinciales propender a un modelo único.

En virtud de ello se propone un modelo negocios que incorpore beneficios regulatorios que permita a la cogeneración resolver cuestiones económicas que resultan de peso a los efectos de la planificación/ inversión y operación de los sistemas.

El modelo económico que se propone tiene como beneficio:

- Despacho prioritario (le permite valorizar toda la energía generada independientemente del precio declarado de combustibles).
- Costos de combustibles reconocidos a precio gas de usina por la energía generada/operada en el MEM
- Reconocimiento de la potencia media mensual entregada a precio de generación.
- Esquema de net metering entre lo entregado al MEM y lo tomado de la red. Esto último permite al cogenerador no pagar el monómico y valoriza su propia energía al mismo precio que el MEM le toma la suya. Deberá pagar los cargos adicionales al igual que otro demandante²⁴.
- Esquema de certificados.

Net metering: Estos esquemas permiten al cogenerador recuperar el Costo Medio de Corto Plazo de la porción de energía generada e inyectada al MEM y no afrontar diferenciales de precios entre ese costo y el Precio Monómico por las unidades tomadas de la red, captando el diferencial entre

²⁴ Esquema usado como incentivo en Generación Distribuida en varias regulaciones y en México para la cogeneración.



ambos. Asimismo, resulta un modo de valorizar los beneficios que la cogeneración le otorga respecto de la disminución de la ENS (Energía No Suministrada).

Certificados: En otras regulaciones (Estados Unidos o Brasil en el caso de uso de biomasa, entre otros) la cogeneración recibe el tratamiento de energía renovable y suele incorporarse a un esquema de regulación por cuota, a través de Certificados.

El monto del certificado resultante se podría cargar sobre la demanda térmica convencional y significaría un incentivo extra para la cogeneración. Las demandas térmicas debieren tener la obligación de comprar esos certificados o directamente el OED los cargaría detrayéndola de los ingresos.

La razonabilidad es que el conjunto del MEM se ve beneficiado con energía más limpia, disminución de pérdidas e inversiones postpuestas.

Los certificados son además un modo sencillo de internalizar costos ambientales de diferentes tecnologías que pueden ser captados y valorizados por el propio Cogenerador Eficiente, o entrar en un mercado transaccional con terceros para su monetización.

Esos certificados pueden emitirse por la energía eléctrica generada e inyectada, pero razonablemente también pueden hacerse por el total de la energía, ya que el autoconsumo (en cualquier forma de energía) es eficiencia sobre las redes eléctricas.

B.- Si se volviese al esquema marginalista de formación del Precio Spot, sin contratos, las anteriores consideraciones serían válidas, pero la regulación debería contener un criterio de formación de precios para la cogeneración. Las alternativas que se proponen es que el cogenerador anualmente opte por despacho prioritario o ranqueo.

Si la opción es el ranqueo, el cogenerador tendría que declarar su costo variable de producción y CAMMESA incorpora el CVP, independientemente de la ecuación económica. Si optase por despacho prioritario, la remuneración sería el Costo Medio de Corto Plazo, al igual que lo que hoy se propone.

En caso de que se volviese a la compra de combustibles por los agentes, en los despachos prioritarios debieren considerar los costos de referencia de combustibles en city gate que se le reconocen a las distribuidoras de GN para sus demandas en firme, en función del rendimiento certificado de la máquina.

3.3.2 Posibilidad de convertirse en un generador

Si una cogeneración que no esté operando para producir Calor Útil, podría quedar sujeta a las mismas reglas y procedimientos aplicables a un generador térmico del MEM.

En caso de no producir calor útil o decidir en determinadas condiciones (incluso bandas horarias) dejar de producir calor para producir electricidad deberá informar al OED si la central está o no disponible para operar en estas condiciones solo electricidad.

En esos casos, pasará por el plazo que dure dicho esquema de operación a un régimen de despacho marginalista, debiendo declarar CVP y saliendo del esquema del despacho prioritario para ranquear como un generador térmico del MEM. A la producción así generada se le aplicará los criterios remuneratorios y de combustibles del MEM.

En ese caso, la Guía de procedimiento deberá contener los criterios de determinación de los rendimientos en modo "solo electricidad". Como el medidor estará en los bornes de salida de máquina, la ecuación seguirá contemplando el combustible de autogeneración pero no así la remuneración del mismo.

3.4 Regulación ambiental

La regulación ambiental puede beneficiar a la cogeneración frente a otras máquinas térmicas, si incorporase como herramienta la valorización de las externalidades ambientales de las diferentes tecnologías de generación térmica a través de un Factor de Eficiencia relacionado con el

rendimiento inicialmente, que operase como un factor de ajuste sobre el precio, como primer paso a un esquema integral de incorporación de las externalidades ambientales sectoriales.

Esos factores en el caso de la cogeneración tienen dos vectores, en un caso la disminución en el uso de combustible fósil, factor de emisión evitado por ahorro de combustible (kgCO₂/MMBtu) y, por el otro, el factor de emisión en la propia generación por desplazamiento de máquina/ combustible menos eficiente y combustibles líquidos en punta de las curvas de carga eléctricas (kgCO₂/kWh), ambos calculables a través del proceso de calificación del rendimiento de las máquinas. Esos beneficios se podrían implementar a partir de los certificados descriptos.

3.5 Incentivos económico-financieros

En esta sección, se describen otros mecanismos vinculados con las barreras económico-financieras identificadas. Estos mecanismos deberán instrumentarse por medio de alguna regulación de la autoridad competente, dependiendo el caso (CAMMESA, Secretaría de Energía, AFIP, Banco Central, etc.).

A modo de síntesis, las variables económicas para la valorización de los impactos de la cogeneración sean proyectos nuevos o mejoras/ampliaciones, que permitan mejorar la eficiencia sobre los niveles actuales, que debiere considerar la regulación son:

- Costo de Electricidad (US\$/MWh), relacionada con costos de combustible (en especial GN) y el esquema de valorización de la eficiencia.
- Precio Excedentes/ Faltantes (USD/MWh): relacionada con la posibilidad de aplicar herramientas regulatorias que mejoren la ecuación integral a través de net metering, contratos entre privados o traspasables a tarifas.
- Costo de Combustible (USD/MMBTU), relacionado con la metodología de compra en el MEM y las tarifas de transporte y eventualmente distribución de GN.
- Inflación (% anual). Esta variable se traduce en tasa de descuento.
- Beneficios impositivos: el efecto de la amortización acelerada, de Impuestos a las Ganancias (%) y devolución de IVA (en %), y disminución de Aranceles aduaneros (%) repercuten, sobre todo, los primeros 5 años del flujo de caja de los proyectos.
- Incentivos regulatorios que repercuten: son la propuesta de “net metering”, el despacho prioritario (garantiza valorizar toda la energía despachada y el cobro de potencia en términos de costo medio, sin declaración, optimizan flujo de caja).

3.5.1 Beneficios fiscales

La Resoluciones N° 37/06 y su modificatoria N° 704/ 2006 del Ministerio de Economía y Producción dispone la calificación de Infraestructura Crítica a toda obra cuyo objetivo principal promueva la realización de actividades productivas y sea ejecutada por empresas o concesionarias de servicios públicos o se trate de la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, permitiendo a los beneficiarios acceso a beneficios fiscales establecidos en la Ley N° 25.924, esencialmente para inversiones de capital: devolución de IVA anticipada y amortización acelerada de ganancias.

Se propone que sea expresamente contemplado para la cogeneración nueva y a las inversiones en mejoramiento de eficiencia de cogeneración existente vinculada al MEM.

Los beneficios fiscales considerados en la ley N° 25.924, y su modificatoria aún no reglamentada N° 26.360, debieran aplicar no solamente a la cogeneración nueva o ampliación de potencia existentes, sino también a las modificaciones que impliquen mejora en el rendimiento integral (AEP) que se propone respecto del existente, pues significa lograr eficiencia. Ello permite mejorar el flujo de caja del proyecto nuevo o mejora (*upgrade*).

En una instancia superadora, se podría considerar la posibilidad que los beneficios fiscales además sean transferibles a proveedores de modo que adquieran capacidad de comercialización entre el desarrollador del proyecto y sus proveedores.

Esta norma puede provenir de la autoridad eléctrica/ energética o industrial.

Posiciones arancelarias beneficiadas por tributos aduaneros:

Tal como se ha señalado, se trata de tecnologías maduras que en parte no se producen en el país, por lo que la autoridad económica puede complementar el apoyo a la actividad industrial y energética bajando la carga tributaria a la importación de determinada nomenclatura aduanera del equipamiento de cogeneración, parte o piezas determinadas.

3.5.2 Tipo de cambio

En CAMMESA la cadena de pagos suele ser un tema no menor en época de contraciclos macroeconómicos de decrecimiento, lo que conlleva a que las posiciones en divisa extranjera y los compromisos extranjeros asumidos por incorporación de capital deban asumir el spread del tipo de cambio entre los pesos y los dólares que deben remesar por la inversión incorporada y asuman el riesgo entre fin de mes y el momento de cobro, por lo que los dos efectos suelen representar una brecha de hasta 5%.

La posibilidad de contar con un seguro de cambio o spread diferencial en el Banco de la Nación Argentina (BNA) resuelve en gran parte de la eventual volatilidad y su costo. Se propone que aquella infraestructura crítica cuente con el beneficio en el BNA de acceso al mercado de cambio con menos spread entre lo que liquida CAMMESA y el de mercado, o tenga una bonificación de la mitad del spread cuando se requiera remesar capital en virtud de un contrato de EPC o cualquiera de sus partes hacia el exterior.

3.5.3 Tasa Bonificada

Como se ha señalado existen barreras a la incorporación de tecnologías de generación por que el financiamiento incorpora tasas altas, debido a los riesgos propios del sector, sumado a los riesgos macroeconómicos, el efecto de las altas tasas de descuento suele tornar inviable los proyectos.

La bonificación de tasa a proyectos nuevos y que cumplan con la calificación de Cogeneración Eficiente sería una mejora en los flujos de caja de las inversiones en eficiencia o nuevas inversiones.

Eventualmente la autoridad industrial y/o energética podrían considerar coordinar con el BNA y/o el BICE mecanismos de financiamiento para esos proyectos, que conlleven bonificación de tasas sobre las de mercado local o sobre las obtenidas por el proyecto. Cuando la financiación no pase por entidades locales, la bonificación de tasa podría estructurarse como un crédito o un certificado fiscales por el diferencial de tasa o monto.

3.5.4 Fondo de Eficiencia Energética

En caso de que la Autoridad Nacional promueva y formalice un Fondo Específico para un programa de Eficiencia Energética, se podrían considerar herramientas que permitan viabilizar proyectos de mejora de eficiencia para cogeneración mediante el otorgamiento de garantías u otros mecanismos que, sin asumir el costo, viabilicen ese tipo de mejora.

De existir fondos específicos, deberían priorizarse la formación de capacidades, institucionales y de los actores u organismos, que faciliten la penetración de cogeneración (y otras medidas de eficiencia energética).

3.5.5 Incentivos a través de una remuneración adicional

No se ha considerado como herramienta a proponer un “*feed in tariff*”, en adelante FIT, por las siguientes razones:

El Estado Nacional, que suele ser deficitario financieramente, le es difícil planificar la incorporación de volúmenes de energía a través de mecanismos que no son cuantificables presupuestariamente.

Las inversiones en cogeneración en las potencias que permiten el ingreso al MEM están dimensionadas y definidas a partir de procesos industriales, por lo que no tendría alto impacto una medida de FIT para viabilizar proyectos, puesto que sería centrar el dimensionamiento en el flujo de caja a partir de la energía eléctrica y no en ambos procesos.

Por otro lado, el FIT ha tenido inconvenientes en otras regulaciones (Holanda, por ejemplo), en contextos geográficos y de mercado más acotados, porque implica condicionar precio de energía por largo tiempo en escenarios macroeconómicos de gran variabilidad.

Un feed in tariff que se centre sobre costos evitados podría ser un mecanismo viable en el mediano plazo, pero sería de alta variación de impacto según el punto de conexión, el sistema de distribución al que se conecta y los efectos sobre el conjunto del SADI, por lo que se complicaría.

4 Escenarios regulatorios

Para proponer un camino crítico se consideran tres escenarios a partir del estatus de los esquemas de formación de precios en el MEM: el actual estado de remuneración por costos operativos (Costos Medios de Corto plazo); el esquema de precios marginalista y contratos (Spot + MAT).

Esos tres escenarios se consideran en tres horizontes de tiempo: corto (medida actual con impacto en 2025), mediano (2025 con impacto 2030) y largo plazo (2030 con impacto 2035).

En el caso del escenario de corto plazo se proponen dos alternativas, cambios de mínimos y máximos.

En la tabla siguiente muestra un resumen, para cada escenario, de las propuestas regulatorias previamente desarrolladas a lo largo de este documento.

Variables regulatorias	Situación actual	Corto plazo (cambios de mínima)	Corto plazo (cambios de máxima)	Mediano plazo	Largo Plazo
Acceso	Igual que otros generadores no declara función térmica o autoconsumo (energía)	Igual otros generadores (incluye pruebas de eficiencia a maquinas mayores a umbral de 3/5 MW)	Cogeneración Eficiente (de acuerdo a las Guías)	Cogeneración Eficiente (de acuerdo a las Guías)	Cogeneración Eficiente (de acuerdo a las Guías)
Segmentación por potencia	no	si < 3/5 MW c/fast track	si < 3/5 MW c/fast track	si < 3/5 MW c/fast track	si, < 3/5 MW c/fast track
Rendimiento	Solo en relación a la energía eléctrica despachada	Declaración de Cogeneración Eficiente, con AEP>10% (o lo definido en las Guías)	Declaración de Cogeneración Eficiente, con AEP>10% (o lo definido en las Guías)	Declaración de Cogeneración Eficiente, con AEP>10% (o lo definido en las Guías)	Declaración de Cogeneración Eficiente, con AEP>10% (o lo definido en las Guías) tecnología
Despacho	Como toda la generación térmica rankea x CVP	Prioritario	Prioritario	Opcional	Opcional
Combustibles	CVP para entrar en ranking	Compra CAMMESA (solo parte eléctrica entregada al MEM)	Compra CAMMESA (solo parte eléctrica entregada al MEM)	Compra cogenerador	Compra generador
CVP	Subdeclaración	Declara, con rendimiento calculado y aceptado	Declara, con rendimiento calculado y aceptado	Calcula	Calcula
Potencia	Conforme declarado y entregado para la cogeneración y la autogeneración media	Media anual	Media anual	Media anual	Media anual
Energía	Según res 31 - CVP + costos operativos	A costo operativo existente (sobre la parte eléctrica)	A costo medio por rendimiento	A Costo Medio Total	A Costo Medio Total optimizado x regulación
Medición	SMEC	SMEC	net metering	net metring	net metering
Contratos e/ privados (MAT)	prohibidos	si (< 3/5 MW c/fast track)	si	si	si
PAFTT	paga	paga	con "reversión"	con "reversión"	con "reversión"
Compra de energía eléctrica al MEM	no	si	si	si	si
Promocion fiscal	no	no	En parques industriales	En parques industriales	si
Tasa preferencial	no	no	no	no	si

Tabla 1 – Resumen de escenarios regulatorios propuestos



4.1 Escenario actual y a corto plazo

A continuación, se listan las medidas regulatorias que se recomienda implementar en el corto plazo. Las mismas fueron desarrolladas en detalle en el apartado 3.2 Propuesta regulatoria.

a. Redefinición de la cogeneración en el MEM

A partir de la producción conjunta y secuencial de energía térmica y electricidad, independientemente de la potencia disponible y de las operaciones económicas que efectúe o declare en el MEM.

b. Despacho prioritario para Cogeneración Eficiente

Esto supone además recalificar la cogeneración en el MEM en función del efectivo aporte al AEP.

c. Habilitar Mercado a Término para cogeneradores

En la regulación nacional está prohibido entregar y comercializar energía a terceros (tanto en el MEM como en los sistemas de distribución). La excepción es la regulación que habilitó a los “autogeneradores distribuidos” con la limitación que en el MEM se entiende unidades de negocio con diferentes registros fiscales (CUIT).

En el MEM no se habilita soluciones energéticas integrales in situ, aun cuando las mismas presenten beneficios energéticos considerables para el conjunto. Es el caso de cogeneración en parques industriales, un “over the fence” (OTF) que abastezca a más de un demandante o que un mismo grupo económico desarrolle cogeneración y venda energía eléctrica a otro miembro del mismo grupo económico o a un tercero.

Un esquema de habilitación de contratos entre privados en el MEM, con los respectivos registros ante CAMMESA, es un elemento indispensable para nueva cogeneración en el actual contexto y aún en un mercado de GN y electricidad liberados.

Se proponen en el marco del Dec. PEN N° 915/10 y su reciente modificatoria PEN N° 716/2020, que se habilite la comercialización de energía eléctrica y térmica dentro de los parques industriales, entre unidades de negocios de cualquier índole y, en caso de que el desarrollo sea de un distribuidor, se le habilite “netear” del MEM y, de considerarlo la jurisdicción, pasar a tarifa de distribución el precio de ese contrato, y el MEM reconocer un diferencial, eventualmente.

Esto no solo permite a terceros, sino a los propios agentes del MEM participar del esquema. Esto es permitido en varias regulaciones (Perú, entre otras) y netea sobre el esquema centralizado. De ese modo se abriría un mercado sinérgico de contratos de provisión de energía eléctrica y térmica confinado en espacios determinados, que mejoraría la competitividad sistémica sin afectar el despacho de cargas del MEM.

De hecho, existen sin declarar en el MEM este tipo de máquinas en las zonas portuarias y vinculados a industrias de procesamiento de granos, pero el esquema se puede potenciar y expandir en parques industriales. Ese esquema además podría complementarse con un “mercado de energía térmica” completamente desregulado pero que captaría sinergias.

d. Habilitar contratos Over the Fence

Se propone además que se habiliten contratos a las cogeneraciones OTF, de modo que el proveedor de energía térmica/eléctrica, pueda vender en un radio toda su energía térmica y parte de su energía eléctrica, e inyectar a la red sus excedentes energéticos.

Las razones para proponer esta medida regulatoria que aporta potencia y energía al MEM sin costos para actuales o futuros agente a excepción de los contratantes es la siguiente:

- No afecta el volumen y la formación de precio (como demandantes son tomadores de precio y como oferentes también, porque deben asegurarse el despacho por lo que hoy “compiten” con las máquinas más eficientes).
- La sinergia contractual energía eléctrica / térmica puede resolver problemas de redes y abastecimiento en zonas de concentración industrial: parques, puertos, nodos logísticos,



nodos productivos, sin cargar sobre la expansión de los sistemas eléctricos que supone un mercado centralizado.

- Al cogenerador le permite valorizar con precio conocido de mediano/ largo plazo la energía generada y eventualmente, el calor vendido, permitiendo apalancar inversiones.

Se propone que esas máquinas sean agentes del MEM, clasifiquen y que solo accedan al beneficio si califican como de “Cogeneración Eficiente”.

Para ello, es necesario incorporar la calificación regulatoria para el MEM de Cogeneración Eficiente, determinada por un porcentaje de rendimiento superior a lo que resulta la producción no integrada de calor/ electricidad.

Para ello se requiere una serie de definiciones técnicas que se propone sean efectuadas como “Guías”, diferenciando tecnologías, combustibles, y modo y tiempo de medición de rendimiento.

Como se señaló, el caso de biomasa, se requiera tomar información “de referencia” o poner una banda de rendimientos aceptables.

Asimismo, queda a criterio del decisor, la posibilidad de incorporar un mecanismo de “*fast-track*” ya descrito, para las máquinas pequeñas, < 3/5 MW, de modo de incentivar su incorporación al MEM. CAMMESA registrará los contratos y los considerará del MEM.

4.2 Escenario a mediano plazo

En un “regreso” al esquema de formación de precios spot, las variables de despacho no cambian. Cambia el mecanismo de compra de combustibles, desapareciendo el precio de “gas de usina” y cada cogenerador (y generador) asume el riesgo de disponibilidad de combustible.

En términos de MEM, el esquema marginalista prevé la existencia del MAT y por tal, contratos entre privados. Se propone que aún en ese esquema quede habilitado el criterio de contratos OTF registrados ante el OED, por la parte de los despachos al SADI, pero las máquinas deberán registrarse y calificarse como toda la generación.

En cuanto a la potencia, se propone que la potencia firme a pagar a los cogeneradores sea la media mensual en todos los casos, y que esos costos integren los valores sancionados de potencia.

De volver al esquema de precios nodales, sería asimismo válido lo anteriormente expuesto.

Además, se propone:

- Net metering (ver apartado 3.2 Propuesta regulatoria).
- Retroversión de PAFTT (ver apartado 3.2 Propuesta regulatoria).
- Pago de potencia media anual. Como complemento de las medidas consideradas en el corto plazo.

En materia de PAFTT, se propone que, de no haber acuerdo entre partes, se disponga tarifa federal, ya que el diferencial de costos está dado por los costos evitados en el SADI para proveer a esa jurisdicción.

En caso de que existan dos prestadores de función técnica de transporte, como es el caso de Córdoba, por ejemplo, debiere arbitrarse al menos para el agente MEM la propuesta.

Cabe señalar que, siendo los sistemas de distribución de jurisdicción y competencia provincial, las medidas de PAFTT se acuerdan con las jurisdicciones o se diseña regulación “retroversiva”, de modo que se compensen dentro del sistema federal del MEM las medidas económicas que el Agente Distribuidor adopta con los cogeneradores.

Ello implica que a mediano y largo plazo se requiere trabajo de capacitación con los reguladores locales o autoridades que emiten normativas respecto de las condiciones de acceso y operación de los sistemas provinciales.



En el mediano plazo también se debiere trabajar en el tema de parques industriales y beneficios con las autoridades industriales para el mejoramiento de la eficiencia.

4.3 Escenario de largo plazo

En el largo plazo, se contemplan medidas económico-financieras, mientras se mantienen los incentivos a la eficiencia y al despacho (aunque estos pueden quedar a opción del cogenerador).

Atraviesa todo el desarrollo la necesidad de información para consolidar la evaluación de desempeño de la regulación de eficiencia en la cogeneración, propiciándose la implementación de un esquema de información que se vaya nutriendo, en especial para aquellos autoprodutores.

5 Conclusiones

La propuesta regulatoria debiere enmarcarse en una política de Eficiencia Energética, pero no excluye la existencia de instrumentos de regulación sectorial o económica que ya existen y que podrían adaptarse para la promoción de la cogeneración.

La propuesta regulatoria de corto plazo está basada en eliminar las barreras técnico-operativas y económicas que presenta el MEM, que se identificaron como de fácil implementación y sin un impacto en las cuentas públicas, por el contrario, generarían beneficios en todo el sistema eléctrico. Las mismas son:

- Dar prioridad de despacho a todas las instalaciones que cumplan con el criterio de Cogeneración Eficiente.
- Habilitar y propiciar contractualización entre privados (MAT), incluso OTF.
- Establecer despacho prioritario para máquinas de “Cogeneración Eficiente” y un esquema de remuneración media anual de potencia, que simplifica la operación y despacho de esas máquinas.
- Asegurar el suministro de gas natural requerid para la cogeneración.
- Permitir al cogenerador la compra de energía eléctrica del MEM, para casos en que la cogeneración se encuentre fuera de servicio.
- Introducir el net metering, en un escenario de máxima.

El objetivo es que las unidades hoy operando fuera del MEM o en proceso de ingeniería y/o construcción se incorporen a éste, maximizando el aprovechamiento de las instalaciones existentes, lo que redundará en beneficios para el propio MEM y los sistemas de transporte y distribución.

En una segunda instancia otras barreras pueden disminuirse:

- Corrección del desincentivo respecto de las PAFTT “de salida” al MEM. (vía “reversión de costos”).
- Otras medidas económicas y fiscales, relacionadas con las inversiones que permitan mejorar las eficiencias.



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA

eficienciaenergetica.net.ar
info@eficienciaenergetica.net.ar

Proyecto financiado por
la Unión Europea

