

# Análisis comparativo del marco regulatorio y comercial para sistemas de cogeneración en América Latina y el Caribe

*En el marco del proyecto*

*Mecanismos y redes de transferencia de tecnologías relacionadas con el cambio climático en América Latina y El Caribe*

*Alejandro Rivera Álvarez*

2018



## TABLA DE CONTENIDO

Agradecimientos.....	3
Introducción .....	4
1 Análisis de contexto de la cogeneración a nivel mundial.....	5
1.1 Generalidades.....	5
1.2 Tecnologías .....	6
1.3 Mercado .....	8
1.4 Ventajas .....	9
2 Análisis comparativo del marco institucional, regulatorio y comercial para la cogeneración.....	10
2.1 Contexto .....	10
2.2 Marco institucional.....	11
2.3 Matriz comparativa .....	12
2.4 Esquemas de financiación .....	14
3 Análisis comparativo mediante ejemplo de un proyecto típico .....	15
3.1 Planta de proceso considerada .....	15
3.2 Selección de la planta de cogeneración .....	16
3.3 Análisis comparativo entre países.....	17
3.3.1 Escenario 1 - Generación eléctrica para autoconsumo .....	19
3.3.2 Escenario 2 - Generación eléctrica con venta de excedentes .....	20
4 Análisis de las oportunidades, barreras y retos para la cogeneración.....	21
4.1 Barreras y oportunidades por país.....	21
4.2 Panorama político bajo los Compromisos de la COP21 .....	24
4.3 Posibilidades de instrumentos de promoción.....	25
Conclusiones .....	27

## Agradecimientos

Para la realización de este estudio se contó con la apreciada colaboración de personas relacionadas con la cogeneración desde sus quehaceres en distintas entidades. Se extiende el agradecimiento para todos ellos:

*Colombia.* Johan Martínez. Director Energía Renovable y Nuevos Negocios.  
Asocaña - Asociación de Cultivadores de Caña de Azúcar de Colombia.

*Colombia.* José Mateo Porras. ANDI - Cámara de grandes consumidores de Energía

*Guatemala.* Rony Castillo. Director Ejecutivo. ACI - Asociación de Cogeneradores Independientes

*Guatemala.* Edson Raymundo. Analista de Regulación y Normativa. ACI - Asociación de Cogeneradores Independientes

*Guatemala.* Byron Felipe. Analista de Mercado. ACI - Asociación de Cogeneradores Independientes

*México.* Moisés Lino - Consultor independiente.

*México.* Funcionarios de la CRE - Comisión Reguladora de Energía

*Nicaragua.* Ronald Fonseca. Director. Centro de Producción Más Limpia de Nicaragua.

*Uruguay.* Virginia Echinope. DNE - Dirección Nacional de Energía

*Uruguay.* Carolina Mena. DNE - Dirección Nacional de Energía

*Uruguay.* Tomas Di Lavello Mussi. Coordinador Internacional Grupo de Trabajo Generación Distribuida. CIER - Comisión De Integración Energética Regional.

Las construcciones en el presente trabajo realizadas a partir de las entrevistas con dichas personas, corresponden a las interpretaciones del autor y no implican que lo consignado se refiera directamente a opiniones proferidas por estos.

## Introducción

Este estudio se inscribe dentro del proyecto *“Mecanismos y redes de transferencia de tecnología relacionada con el cambio climático en América Latina y el Caribe”*, preparado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), aprobado por el Consejo del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) y gestionado por la Fundación Bariloche. Este informe se concentra en un análisis comparativo de los marcos regulatorios y comerciales para la implementación de proyectos de cogeneración en la región de América Latina y el Caribe, enfocándose en las particularidades de seis países: Brasil, Colombia, Guatemala, México, Nicaragua y Uruguay.

Los proyectos de cogeneración son considerados una alternativa que contribuye a la mitigación del impacto ambiental al reducir las emisiones generadas en la transformación de energía. Adicionalmente, incrementan la adaptabilidad reduciendo la vulnerabilidad frente a eventualidades de desconexión de la red eléctrica y contribuyen al desarrollo de la generación distribuida haciendo más eficientes los sistemas eléctricos.

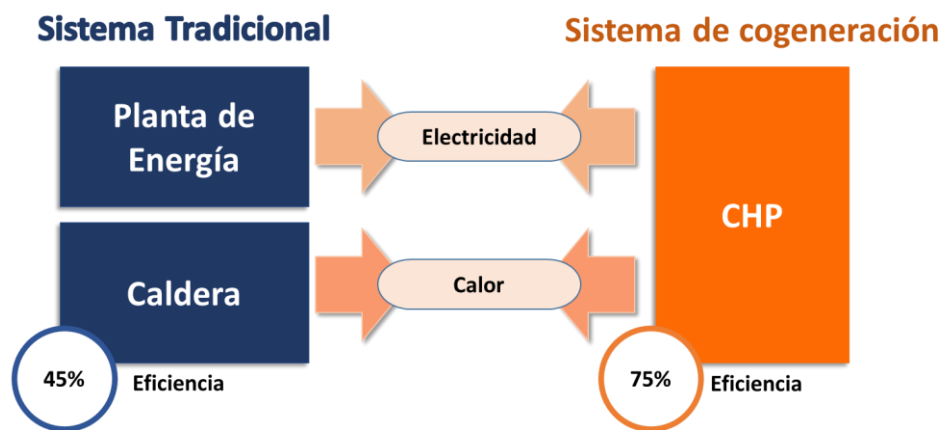
# 1 Análisis de contexto de la cogeneración a nivel mundial

## 1.1 Generalidades

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 propio lugar de consumo**.

Los sistemas convencionales de generación termoeléctrica operan con eficiencias típicas de 38-45%, 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, aumentando la eficiencia total del sistema como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Figura 1. Conversión de energía primaria en térmica y eléctrica



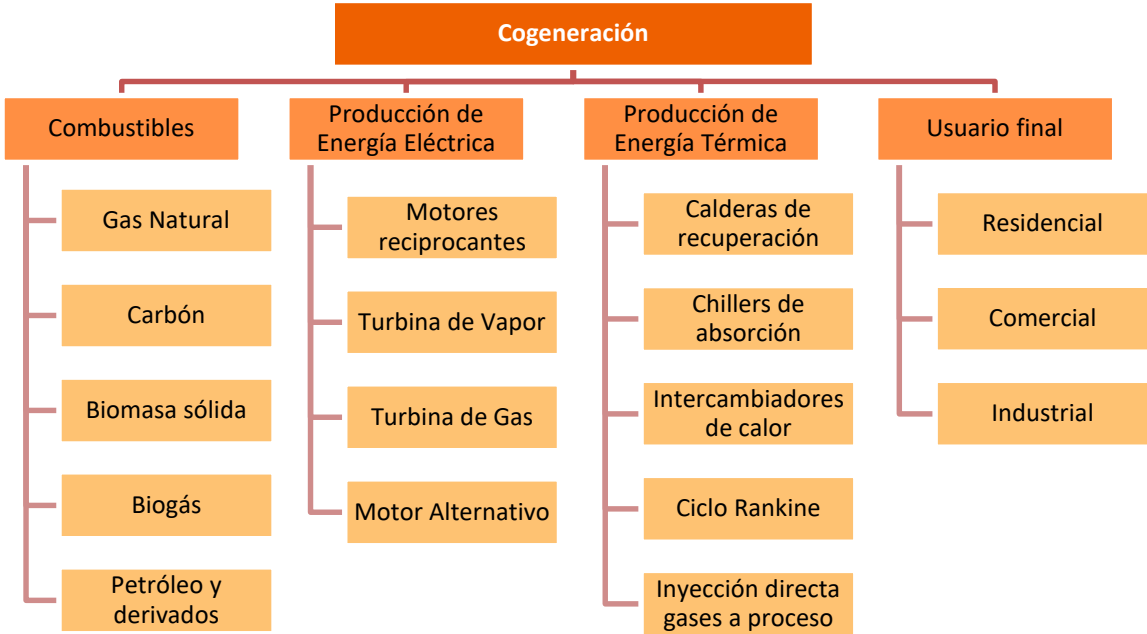
Debido a que la energía térmica es más difícil de transportar que la eléctrica, los sistemas de cogeneración generalmente se instalan cerca de las demandas térmicas y por esto la cogeneración es una tecnología de generación distribuida (en sitio). Eso hace que la mayoría de usuarios pertenezcan al sector industrial, pero también es posible encontrar este tipo de sistemas en instalaciones comerciales como campus universitarios, hospitales, bases militares, plantas de generación de energía e incluso complejos residenciales. En algunos casos, es posible producir energía eléctrica por encima de la cantidad demandada y vender los excedentes a la red para obtener ingresos adicionales.

Asociados a la cogeneración están los sistemas de **Trigeneración**, en los cuales se produce simultáneamente electricidad, calor y frío; los **Ciclos combinados**, donde se aprovecha calor de desecho de la generación eléctrica para producir potencia

adicional; y la **Autogeneración**, donde la generación eléctrica se destina al consumo propio pero no hay aprovechamiento de energía térmica.

En general los sistemas de cogeneración se pueden diferenciar de acuerdo al tipo de combustible, el tipo de usuario, y a las tecnologías para generación eléctrica y producción de energía térmica, tal como se muestra en la Figura 2:

**Figura 2. Principales elementos que identifican a los sistemas de cogeneración**



Para el 2014, según cifras del World Energy Council, la cogeneración representaba aproximadamente el 7,3% de la capacidad instalada total para generación eléctrica a nivel mundial. Por zonas geográficas, la participación de la cogeneración en los países miembros de la Comunidad de Estados Independientes (CEI) es de alrededor del 45%; en la Unión Europea alrededor del 14,5%; en Norteamérica aproximadamente el 6,2%; en Asia-Pacífico el 4,9% y en Latinoamérica solo alrededor de 3%. En términos absolutos, la capacidad instalada de cogeneración a nivel global, pasó de 437,4 GW en 2006 a 733,7 GW en 2015, lo que representa una tasa anual de crecimiento de 5,9%.

### 1.2 Tecnologías

Los principales componentes de un sistema de cogeneración son los equipos de generación eléctrica y los equipos recuperadores de calor que se presentan en las Tablas 1 y 2. Dichos equipos pueden ser combinados de múltiples formas (ver

Figura 3) dependiendo de las condiciones específicas del sitio, las demandas eléctricas y térmicas, el combustible, las restricciones ambientales y otros aspectos.

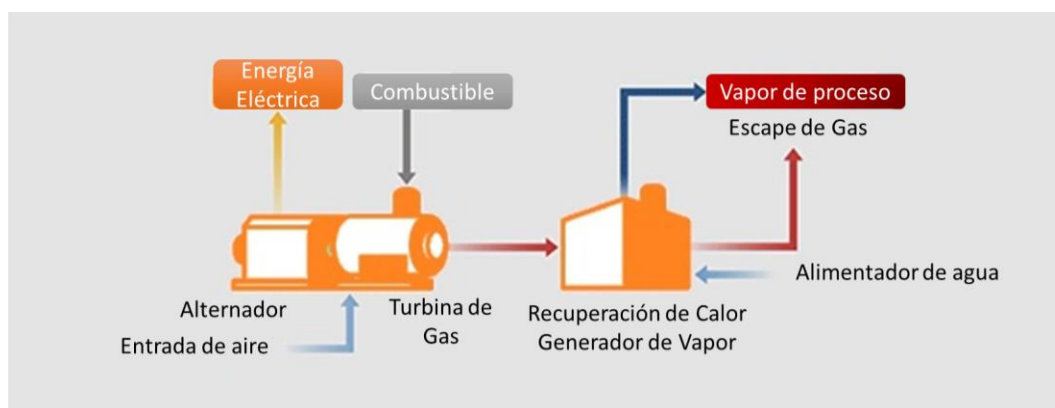
**Tabla 1. Equipos de generación de energía eléctrica**

Tipo tecnología	Motores reciprocantes	Turbinas a gas	Ciclos de vapor
Combustibles	Líquidos y gaseosos	Líquidos y gaseosos	Líquidos, sólidos y gaseosos
Rango de potencias	100 kW - 10MW	30kW - 300MW	100kW - 250MW
Eficiencia eléctrica	35-45%	25-35%	5-30%
Relación calor-trabajo	0,65 - 1,40	1,15-2,4	0,5-15
Eficiencia cogeneración	60-85%	65-85%	40-85%
Costo equipo (USD/kW)	400 - 700	600 - 900	1200 - 1600
Costos O&M (USD/kWh)	0,009-0,024	0,009-0,015	0,008-0,02

**Tabla 2. Equipos para recuperación de calor**

Tipo tecnología	Calderas de recuperación	Chiller de absorción	Intercambiador de calor	Ciclos Rankine Orgánicos
Producto obtenido	Vapor, agua o aceite térmico	Agua helada	Agua, aire u otro fluido caliente	Electricidad
Insumo utilizado	Gases calientes	Gases o agua caliente	Agua caliente de un motor	Gases o agua caliente
Tecnología con que se acopla	Motor, turbina de gas	Turbina, motor, ciclo vapor	Motor	Turbina, motor, ciclo vapor
Temp. producto	Máximo 250°C	Mínimo 5°C	Máximo 90°C	---
Rango tamaño	Con equipos de 100kWe -200MWe	10 TR - 1.500 TR	Cualquier tamaño	5kWe - 5MWe
Eficiencia	---	COP hasta 1,45	---	5-20%

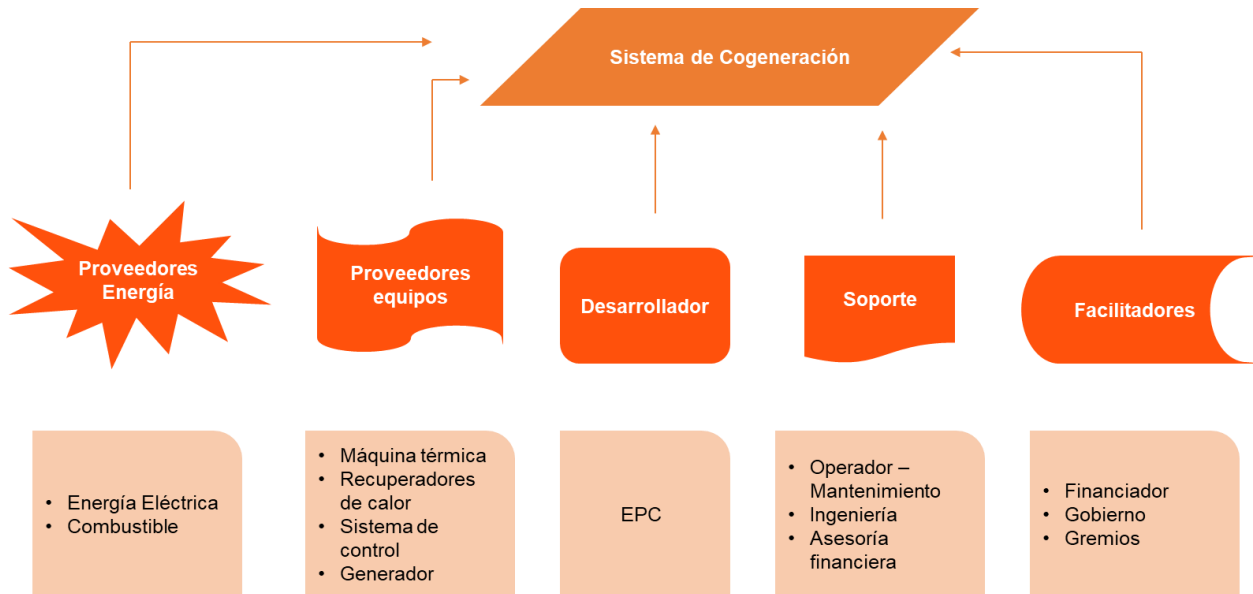
**Figura 3. Ejemplo de un sistema de cogeneración - Turbina de gas acoplada a una caldera de recuperación**



### 1.3 Mercado

Alrededor de un proyecto de cogeneración existen intereses de distintos actores involucrados, además del usuario final, cada uno de los cuales aporta diferentes ventajas al proyecto, dependiendo de su posición y sus cualificaciones. Estos pueden ser clasificados por grupos como en la Figura 4.

**Figura 4. Cadena de suministro de los sistemas de cogeneración**



Para coordinar la acción de todos esos actores se han desarrollado diferentes modelos de negocio cuyas estructuras contractuales terminan siendo adaptadas a cada caso en particular, y que a su vez ayudan a administrar los riesgos asignando responsabilidades a las partes mejor calificadas. En general los modelos de negocio se distinguen de acuerdo a quien ejerza la propiedad de los activos, de donde provengan los recursos y que estructura tarifaria se proponga.

En general, un proyecto de cogeneración se favorece como negocio por las siguientes condiciones:

- Buena coincidencia entre las demandas de energía eléctrica y térmica.
- Brecha amplia entre el precio de la electricidad y el combustible.
- Ambiente regulatorio favorable.
- Alto número de horas de operación anuales.
- Valoración importante de la confiabilidad en el suministro de potencia.



## 1.4 Ventajas

La cogeneración representa algunas ventajas para diferentes actores tal y como se presenta en la Tabla 3. Dichas ventajas constituyen a su vez los principales factores que dinamizan el crecimiento de la cogeneración como alternativa energética.

**Tabla 3. Ventajas de la cogeneración para diferentes actores**

<b>Usuarios Finales</b>	<p>Las ventajas obtenidas por los usuarios finales están dadas principalmente por:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Disminución en costos operacionales por aumento en eficiencia y por los ahorros en transmisión y distribución de la energía.</li><li>• Resiliencia y confiabilidad. Ante la probabilidad de eventos de corte en el suministro eléctrico de la red.</li><li>• Mejora en la predicción de los costos por consumo de energía.</li></ul>
<b>Gobiernos</b>	<p>Algunos gobiernos han creado condiciones para aumentar la ventaja competitiva de la cogeneración pues ésta aborda una serie de prioridades de orden nacional que incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Reducción de costos operativos</li><li>• Reducción de inversiones en generación, transmisión y distribución.</li><li>• Aumento de la eficiencia energética del sistema de generación.</li><li>• Reducción de las pérdidas en transmisión.</li><li>• Avance en los objetivos medioambientales y de cambio climático por reducción en emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes.</li><li>• Mejora de la infraestructura energética nacional.</li><li>• Diversificación de las fuentes de energía y posibilidad de integrar la energía producida localmente a la red.</li><li>• Aumento en la seguridad energética y la resiliencia frente a eventos de desconexión de la red.</li><li>• Crecimiento de la economía nacional, dado por el crecimiento en la competitividad de los negocios.</li></ul>
<b>Empresas de Servicios Públicos</b>	<p>Las empresas prestadoras de servicios públicos han empezado a mostrar interés por incluir la cogeneración en su portafolio ya que ésta representa algunas ventajas como:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Reducción de pérdidas en transmisión.</li><li>• Optimización en el uso de su infraestructura al reducir congestión e inversiones futuras, e incrementar su capacidad de atención.</li><li>• Aumento en la confiabilidad del suministro de potencia.</li><li>• Aumento en la eficiencia de generación energía.</li><li>• Aumento en el portafolio de opciones para los clientes.</li></ul>

## 2 Análisis comparativo del marco institucional, regulatorio y comercial para la cogeneración

### 2.1 Contexto

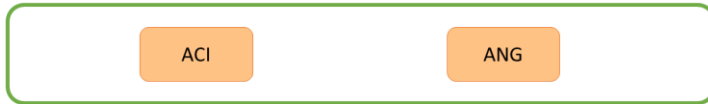
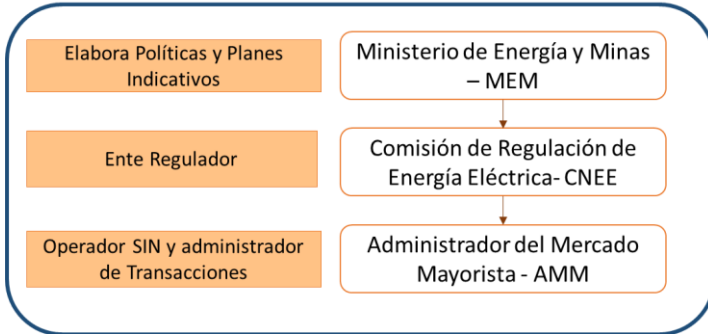
Figura 5. Estado actual de la cogeneración en cada uno de los países analizados



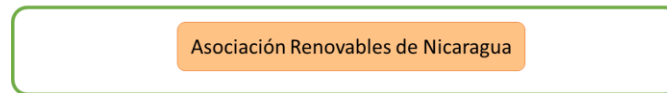
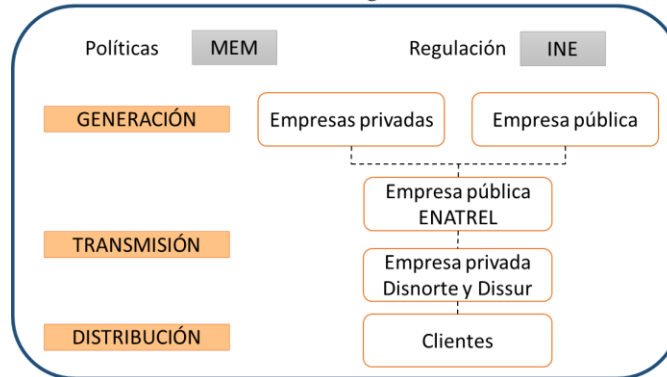
## 2.2 Marco institucional

Figura 6. Estructura institucional del mercado de energía para cada uno de los países analizados

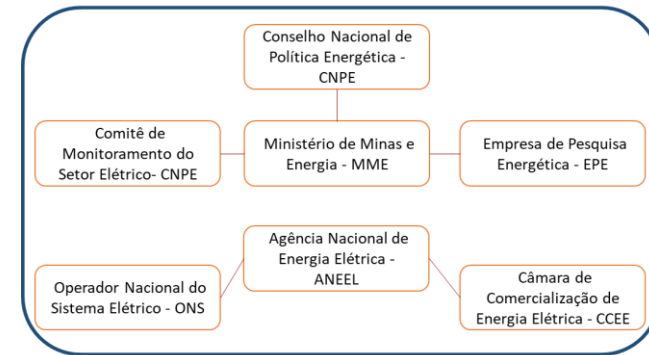
### Guatemala



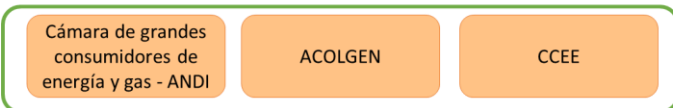
### Nicaragua



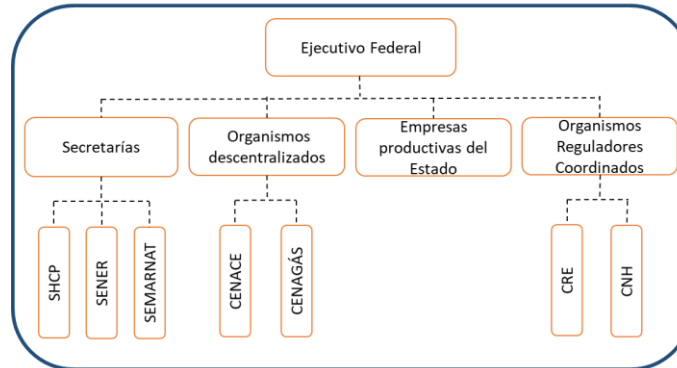
### Brasil



### Colombia



### México



### Uruguay



Estructura regulatoria del mercado de energía

Asociaciones

## 2.3 Matriz comparativa

En la Tabla 4 se resumen los aspectos más sobresalientes para cada país y cada ámbito analizado. En lo posible, se intentó homologar el tipo de información presentada, aunque dada la diferencia en regulaciones, se presentan datos que no siempre tienen correspondencia directa entre países.

**Tabla 4. Matriz comparativa del marco regulatorio y comercial de los 6 países de ALC en estudio**

Aspecto	Brasil	Colombia	Guatemala	México	Nicaragua	Uruguay
Permisos/ Licencias	Permiso de cogeneración - ANEEL. Trámite simplificado centrales < 5MW. Autorización ambiental.	Permisos de conexión - CREG. Autorización ambiental - ANLA; CARs (si son < 100 MW).	Licencia ambiental - Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.	Autorización de la CRE para ser generador. Licencia Ambiental Única - SEMARNAT.	La licencia ambiental - MARENA. Permisos adicionales - INE para centrales > 1MW.	Autorización Ambiental - DINAMA. Trámites simplificados para centrales < 10MW.
Eficiencia	Regulación para los cálculos de eficiencia. Mínimos para cumplir como "cogeneración calificada"	Metodología para el cálculo de eficiencias. REE mínimo para clasificar como cogeneradores.	No existe un requerimiento mínimo de eficiencia.	Regulación para los cálculos de eficiencia. Mínimos para clasificar como "cogeneración eficiente".	No hay regulación de eficiencia o un rendimiento eléctrico equivalente mínimo.	No hay regulación de eficiencia o un rendimiento eléctrico equivalente mínimo.
Venta de excedentes	Posibilidad de venta por diferentes vías. Se permite tanto la comercialización eventual como permanente.	Las condiciones varían dependiendo del tamaño y de si se tiene garantía de potencia. Diferentes canales para comercialización	Exc. resultantes de contratos pueden ser negociados en el mercado mayorista, sin diferenciación de tarifas. Trámite especial para plantas con biomasa.	Acceso abierto y no discriminatorio a la red: libertad de generación y venta. Se cuenta con modelos de contratos.	No está regulada la venta de excedentes de energía, pero los sistemas de cogeneración suelen inyectar a la red.	No existe una regulación específica. Comercialización directa con la UTE a precios acordados libremente.

Aspecto	Brasil	Colombia	Guatemala	México	Nicaragua	Uruguay
Conexión a la red eléctrica	Requisitos - Operador Nacional del Sistema (ONS). Tarifas de acuerdo a ANEEL.	Condiciones - CREG. Amplio número de trámites y requisitos.	Regulaciones - MEM y CNEE. Requisitos, estudios, contratos y condiciones de diseño.	Igualdad de condiciones para cualquier generador, lo que implica altos cargos para plantas medianas y pequeñas.	Cargos por uso y acceso de la red de transmisión - calculados por ENATREL y aprobados por el INE	Exoneración de cargos y peajes por conexión a la red. Vacío en la regulación de requerimientos técnicos.
Emisiones atmosféricas/ Mercado de Carbono	Precedentes de sistemas de cogeneración incluidos como MDL.	Los sistemas de cogeneración no suelen participar de estos mercados.	Las plantas de cogeneración no suelen clasificar para los beneficios de MDLs.	Plantas calificadas como de Energía Limpia pueden acceder a mercado de CELs.	Pocos antecedentes de plantas de cogeneración que hayan accedido a los beneficios del MDL	Antecedentes de cogeneración con biomasa beneficiados como MDL
Esquemas tarifarios	Competencia con otros generadores en igualdad de condiciones en los distintos mercados.	Competencia con otros generadores en igualdad de condiciones en los distintos mercados.	Fórmulas para calcular cargos establecidas en regulación. No existe diferenciación para cogeneradores.	Misma estructura de costos para todos los generadores. Competencia en igualdad de condiciones en los distintos mercados.	No hay tarifas diferenciadas para los cogeneradores. Suelen vender a través de contratos a largo plazo.	Los precios a los consumidores son establecidos por los distribuidores. Tarifas de contratos resultantes en negociación libre.
Incentivos	Incentivos específicos para la cogeneración: exención de PIS y CONFIS y remuneración adicional para los excedentes.	Incentivos específicos para la cogeneración, limitados a algunos sectores y/o a fuentes renovables. Se tienen exenciones de IVA.	Incentivos sólo para cogeneración con recursos renovables (biomasa): exención de IVA, Renta, IEMA y emisión de certificados de reducción de emisiones.	No existen incentivos específicos para la cogeneración. Beneficios para plantas que califiquen como Energía Limpia.	No hay incentivos específicos para cogeneración. Exención de aranceles, IVA y Renta si se utilizan fuentes renovables.	Exención de renta para cogeneración. Exención de impuesto al patrimonio, aranceles, IVA y renta para fuentes renovables

## 2.4 Esquemas de financiación

En la región no existen líneas especiales de financiamiento para la cogeneración. Sin embargo, existen organismos multilaterales (ver Figura 7) y fondos o líneas de crédito especiales presentes en cada uno de los seis países (ver Tabla 5) que destinan recursos para proyectos de energías renovables o de eficiencia energética. Además, existen empresas ESCOs o fondos privados de inversión que se interesan en proyectos de este tipo.

**Figura 7. Organismos multilaterales con antecedentes en financiación de cogeneración en LAC**

CAF; BID; BM - Banco Mundial; BCIE - Banco Centroamericano de Integración Económica; CE - La Comisión Europea; CIFI - Corporación Interamericana Financiamiento de Infraestructura

**Tabla 5. Bancos comerciales, programas, entidades y fondos especiales a nivel nacional**

País	Banco comercial ( <i>Fondo o línea de financiamiento</i> )	Entidad/Fondo Especial
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BNDES (<i>Energías renovables y eficiencia energética; Finem Energia; Amazônia; Clima</i>)</li> <li>- Banco do Brasil (<i>Proger Urbano Empresarial</i>)</li> <li>- Banco Santander (<i>CDC Eficiência Energética de Equipamentos</i>)</li> <li>- Caixa Econômica (<i>BCD - Bens de Consumo Duráveis</i>)</li> <li>- BRDE (<i>Eficiencia energética y energías renovables en empresas</i>)</li> <li>- Bandes (<i>Economia Verde</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plano de Ação Conjunta Inova Energia</li> <li>- PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica</li> <li>- Programas del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social BNDES: PROESCO, PRORENOVA</li> </ul>
Colombia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Grupo Bancolombia (<i>Verde</i>)</li> <li>- Bancoldex (<i>Eficiencia energética y energía renovable; Eficiencia energética para hoteles, clínicas y hospitales</i>)</li> <li>- Banco ProCredit (<i>ProEco PYME</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fondo de Energías No convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE</li> <li>- Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas - FAZNI</li> </ul>
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Banco Proamerica (<i>Créditos verdes</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fondo Plan de Electrificación Rural</li> </ul>
México	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Citibanamex (<i>Financiamiento verde</i>)</li> <li>- Bancomext (<i>Proyectos de energías renovables y eficiencia energética</i>)</li> <li>- NAFIN - Nacional Financiera (<i>Banca de inversión - Proyectos sustentables</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fondo para el uso de electricidad sostenible</li> <li>- Fondo de sostenibilidad de la energía</li> <li>- Fondo Mexicano del petróleo</li> </ul>
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BANPRO/Grupo Promerica (<i>Eficiencia energética</i>)</li> <li>- Banco LAFISE BANCENTRO - (<i>Eficiencia energética y a la sostenibilidad en pequeñas y medianas empresas</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fondo de desarrollo de la industria eléctrica - FODIEN</li> </ul>
Uruguay	<ul style="list-style-type: none"> <li>- BBVA (<i>Financiación de equipos eficientes</i>)</li> <li>- BROU (<i>Producción Más Limpia; Proyectos de Inversión</i>)</li> <li>- Banco Bandes (<i>Proyectos en Eficiencia Energética</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fideicomiso de Eficiencia Energética</li> <li>- Fideicomiso Uruguayo para Desarrollo de la Eficiencia Energética - FUDAEE</li> </ul>



### 3 Análisis comparativo mediante ejemplo de un proyecto típico

#### 3.1 Planta de proceso considerada

El análisis comparativo se hace a una planta industrial hipotética que podría estar instalada en cualquiera de los países objeto de este estudio (ver Figura 8 y Tabla 6). La planta se ubica a nivel del mar y con temperatura promedio de 25°C. El combustible utilizado es gas natural (o bunker en el caso de Guatemala y de Nicaragua donde el gas natural no está disponible), el cual se emplea para producir vapor en un sistema de calderas. La escogencia de un combustible fósil en el problema permite (i) analizar los efectos de la regulación propia de la cogeneración, evitando la posible intersección con la regulación propia de renovables y (ii) hace que el problema sea más universal pues el uso de biomasa o biogás estaría limitado a ciertos sectores productivos.

Figura 8. Características de Consumo Eléctrico

Variable	Valor
Demanda Promedio (kWe)	2.133
Demanda Máxima (kWe)	2.924
Consumo Anual (kWh/año)	18'683.361
Consumo Promedio (kWh/mes)	1'556.947

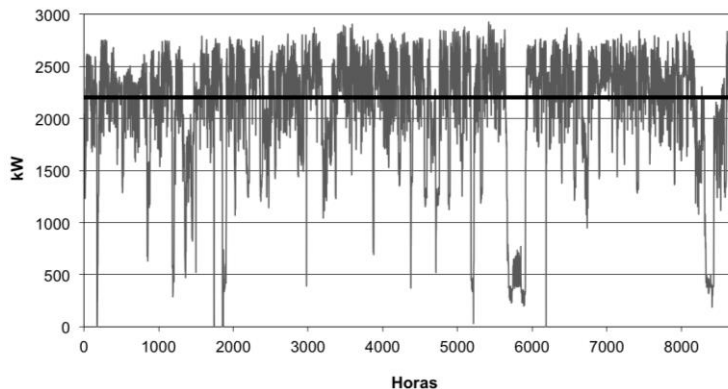


Tabla 6. Parámetros de Operación del Sistema de Vapor

Variable	Unidad	Valor
Capacidad del Grupo de Calderas	(lb/h)	12.000
Presión y Temperatura del Vapor	(psig - °C)	125 - 178,2
Temperatura del Agua de Alimentación	(°C)	80
Eficiencia Basada en PCI	(%)	85
Consumo Combustible Promedio	(MMBtu/mes - MMBtu/h)	8.100 - 11,25
Vapor Producido Promedio	(lb/h)	8.200

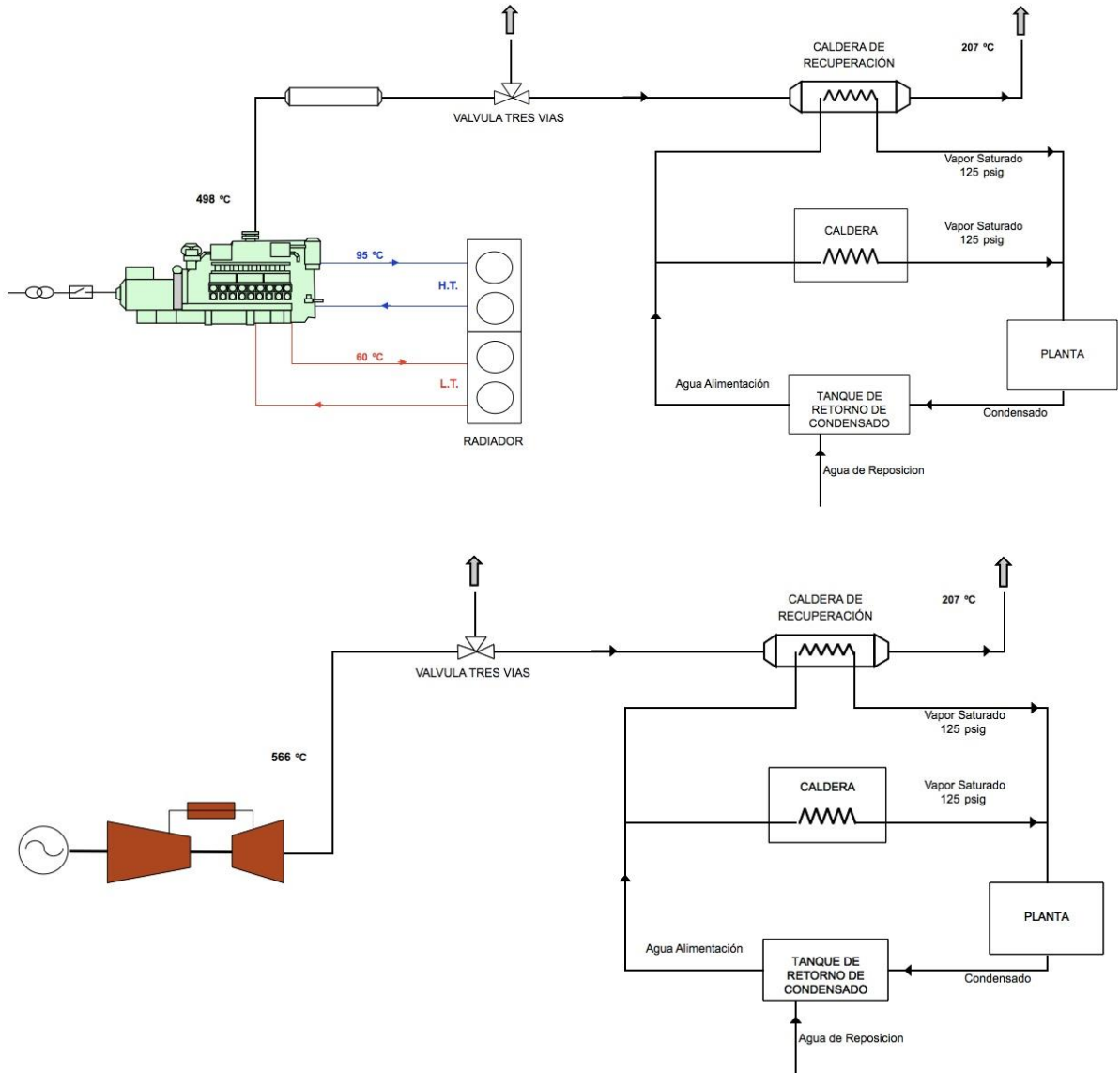
Respecto a los escenarios de generación eléctrica y suministro de energía desde/hacia la red pública, se consideran dos opciones:

- ✓ **Generación eléctrica exclusiva para autoconsumo.** La totalidad de la energía generada se consume en la misma planta de proceso. No hay venta de excedentes y cuando la demanda excede a la producción eléctrica, se toma lo faltante de la red pública.
- ✓ **Generación eléctrica con venta de excedentes.** En este caso se permite la producción de excedentes para la venta.

### 3.2 Selección de la planta de cogeneración

El uso de gas natural o bunker limita las tecnologías de generación a los motores de combustión interna y a las turbinas de gas. Las necesidades térmicas de la compañía, limitan las posibilidades de cogeneración a la adición de una caldera de recuperación para producción de vapor con el calor de desecho de dichos equipos, según se observa en la Figura 9.

Figura 9. Configuraciones de la Planta de Cogeneración



Se han seleccionado cuatro equipos disponibles en el mercado que cubren el espectro de posibles alternativas (ver Tabla 7). La potencia efectiva de dichos equipos y la curva de carga eléctrica determinan la energía generada, las compras requeridas de energía y la energía disponible para venta como excedentes. Las variables de proceso de cada configuración se obtienen de los balances de masa y energía bajo condiciones promedio de operación.



**Tabla 7. Equipos seleccionados, características de operación y flujos de energía**

Parámetro		Equipo 1 Motor (autoconsumo)	Equipo 2 Motor (excedentes)	Equipo 3 Turbina (autoconsumo)	Equipo 4 Turbina (excedentes)
Potencia (kWe)	ISO	2.200	5.200	2.000	5.670
	Efectiva	2.200	5.200	1.900	5.100
	Promedio	1.767	4.680	1.666	4.845
Caldera de recuperación, valores promedio	Flujo Gases de Escape (kg/s)	2,86	7,43	10,83	18,6
	Temperatura de Gases (°C)	412	395	280	510
	Calor Recuperado (kWt)	837	2.008	1.290	2.395
	Vapor Producido (lb/h)	2.721	6.530	4.196	7.790
Eficiencias, Base PCI	Eficiencia Eléctrica	41,10%	45,60%	32%	30,50%
	Eficiencia Cogeneración	60,60%	65,20%	56,80%	45,60%
	Rend. Elect. Equivalente, REE	52,40%	58,30%	44,20%	36,60%
Energía Eléctrica (kWh/mes)	Energía Generada	1'290.191	3'416.400	1'216.336	3'536.850
	Energía Sobrante (Ventas)	---	2'015.148	---	2'057.751
	Energía Faltante (Compras)	266.756	155.695	340.611	77.847
	Proceso	1'556.947	1'556.947	1'556.947	1'556.947
	Ahorro Proceso	1'290.191	1'401.252	1'216.336	1'479.100
Energía Térmica, Base PCS (MMBtu/mes)	Ahorro Cogeneración	2.690	6.450	4.143	7.693
	Compra Combustible Proceso	5.410	1.650	3.957	407
	Compra Comb. Generación	11.736	28.008	14.184	43.344

\* Se asume una disponibilidad del 90% para los motores y del 95% para las turbinas.

El calor recuperado y la consiguiente disminución en el consumo de combustible de las calderas convencionales, representa un beneficio económico para el proyecto de cogeneración en conjunción con la electricidad generada. Para cuantificar y comparar el beneficio obtenido del proyecto relativo a su costo energético se puede recurrir a un indicador como la eficiencia de cogeneración o el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) (ver Tabla 7), el cual demuestra que para la situación considerada y los dos escenarios analizados (autoconsumo y venta de excedentes), los motores de combustión interna superan a las turbinas de gas. Sin embargo, para una situación en la que se requiera una cantidad de vapor superior, las turbinas podrían ser una opción más ventajosa.

### 3.3 Análisis comparativo entre países

El análisis comparativo desarrollado determina la viabilidad del proyecto por país (función de su marco comercial y regulatorio) para los escenarios de *autoconsumo* y *venta de excedentes*, y la opción con *motor de combustión interna*. Los parámetros utilizados se presentan en la Tabla 8.

**Tabla 8. Parámetros para el Análisis Comparativo**

Variable	Brasil	Colombia	Guatemala	México	Nicaragua	Uruguay
Costo Electricidad (USD/MWh)	92,7	122,9	98,2	90,1	156,4	128,2
Precio Excedentes (USD/MWh)	63	57	58	56	98	61
Costo Combustible (USD/MMBtu)	7,97	9,6	11,5	5,5	11,6	15,4
Inflación (% anual)	6,33%	3,87%	4,36%	3,77%	5,03%	7,99%
Impuestos Renta (%)	25%	33%	25%	30%	30%	25%
IVA (%)	19%	19%	12%	16%	15%	22%
Arancel (%)	25,7%	0,0%	0,0%	5,0%	0,0%	14,0%
Incentivos Generales	Exención PIS-CONFIS	Exclusión de IVA	No aplica	No aplica	No aplica	Exención renta (IRAE)
Incentivos Venta Excedentes	Remuneración adicional	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Factor Emisión EE (kgCO <sub>2</sub> /kWh)	0,0817	0,374	0,650	0,499	0,750	0,300
Factor Emisión ET (kgCO <sub>2</sub> /MMBtu)	59,19	59,19	81,66	59,19	81,66	59,19

Los costos del proyecto incluyen tanto combustible como operación y mantenimiento y costos de capital. Los ingresos incluyen ahorros de combustible y electricidad, así como ventas de excedentes. Se excluyen ahorros por confiabilidad o calidad de suministro eléctrico e ingresos por mecanismos de respuesta de demanda. La evaluación tiene en cuenta estos criterios:

- ✓ CAPEX de USD 2'150.000 para autoconsumo (56% Motor Importado, 7% Caldera Importada, 37% Balance Planta Local) y USD 4'550.000 para venta de excedentes (68% Motor Importado, 6% Caldera Importada, 26% Balance Planta Local).
- ✓ OPEX de 17 y 12 USD/MWh para autoconsumo y venta de excedentes respectivamente.
- ✓ Para cálculo de TIR el periodo de evaluación es 20 años, el equity en dólares 30% y el préstamo en dólares 70% a una tasa de 10% anual (con esto se ignora tasa de cambio).
- ✓ Precios de electricidad, combustible y OyM indexados con inflación.
- ✓ Depreciación a 10 años y costo final de equipos asumido cero al final del proyecto.

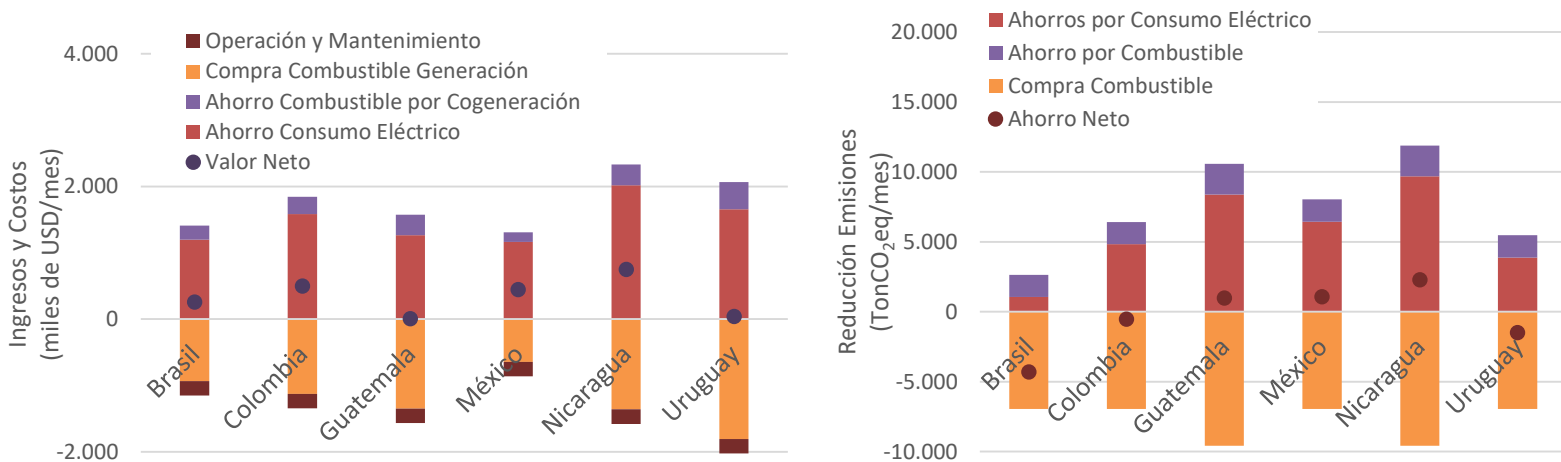
Los incentivos a la cogeneración se evalúan para cada país bajo los siguientes tres escenarios:

- ✓ **Sin Incentivos:** el proyecto asume la totalidad del IVA, aranceles e impuesto de renta.
- ✓ **Incentivos actuales:** de acuerdo a lo indicado para cada país.
- ✓ **Incentivos máximos:** el proyecto está exento de IVA y aranceles (para cálculo de CAPEX) y del impuesto de renta durante los primeros 5 años. Los excedentes tienen un precio preferencial con reducción del 50% en los cargos por transmisión y distribución

### 3.3.1 Escenario 1 - Generación eléctrica para autoconsumo

Según se observa en la Figura 10, en términos de ingresos y costos energéticos del proyecto tienen ventaja los países con electricidad costosa y relación de precios entre energía eléctrica y combustible alta. En términos de emisiones, el ahorro depende de los factores de emisión de la red eléctrica y del combustible, y puede llegar a ser negativo en algunos países.

**Figura 10. Resultados económicos y ambientales del proyecto – escenario autoconsumo**



La evaluación financiera para cada uno de los escenarios y países muestra cómo (ver Tabla 9), con las condiciones de evaluación asumidas, el proyecto es viable para Brasil, Colombia, México y Nicaragua. En Guatemala y Uruguay los ingresos son muy bajos para hacerlo viable.

**Tabla 9. Evaluación Financiera del Proyecto**

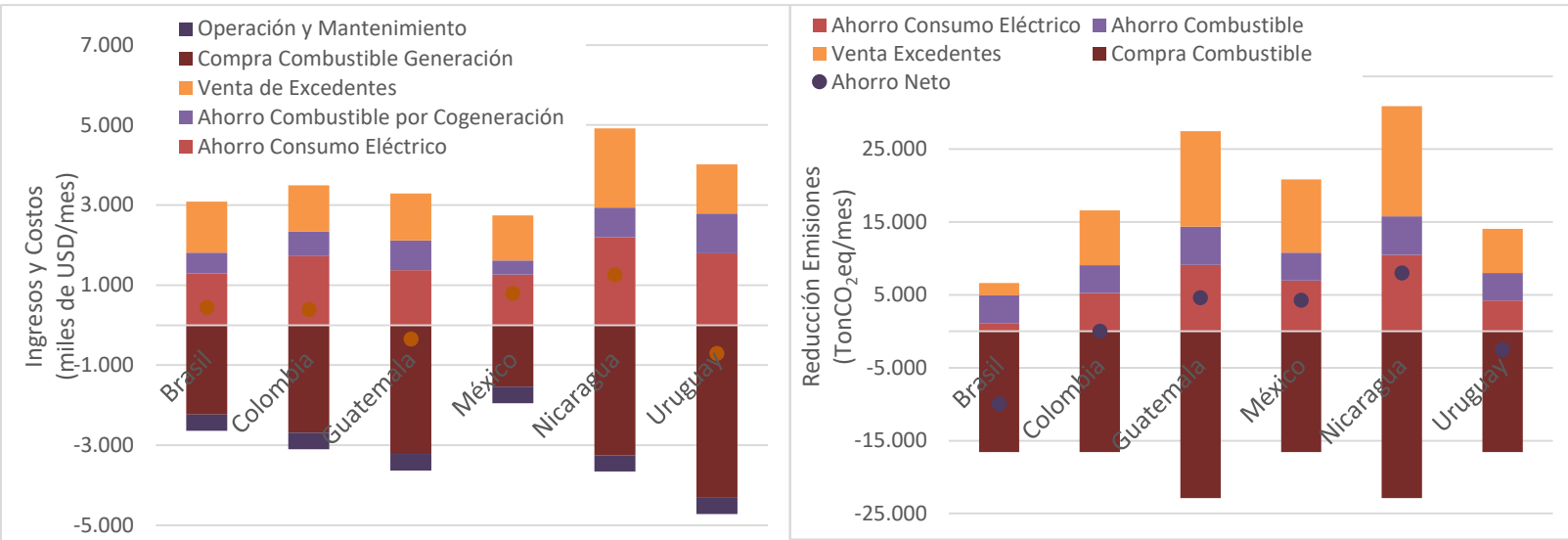
Escenario	Concepto	Brasil	Colombia	Guatemala	México	Nicaragua	Uruguay
Sin Incentivos	CAPEX Total (USD)	2.972.700	2.558.500	2.408.000	2.572.500	2.472.500	2.854.300
	Payback Simple (Años)	9,69	4,28	273,20	4,81	2,75	57,17
	TIR (tasa del 10%)	16,1%	43,6%	---	39,0%	77,2%	---
Incentivos Máximos	CAPEX Total (USD)	2.150.000	2.150.000	2.150.000	2.150.000	2.150.000	2.150.000
	Payback Simple (Años)	7,01	3,60	243,93	4,02	2,39	43,06
	TIR (tasa del 10%)	27,0%	61,3%	---	54,0%	100,0%	-14,2%
Incentivos Actuales	CAPEX Total (USD)	2.784.100	2.150.000	2.408.000	2.572.500	2.472.500	2.854.300
	Payback Simple (Años)	9,07	3,60	273,20	4,81	2,75	57,17
	TIR (tasa del 10%)	18,1%	54,6%	---	39,0%	77,2%	---
	TIR (tasa del 7%)	21,6%	58,1%	---	42,4%	81,0%	-13,8%
	TIR (tasa del 4%)	24,6%	61,2%	---	45,5%	84,5%	-9,1%

La diferencia entre los resultados sin incentivos e incentivos máximos son apreciables, con un payback simple que se reduce entre un 15% y un 40%, y una TIR que aumenta entre un 30% y 70%. México, Nicaragua y Guatemala carecen de incentivos aplicables, por lo que el escenario sin incentivos es igual al actual. Adicionalmente, bajo el escenario de incentivos actuales se modeló la TIR, pero con tasas de interés del 7% y el 4% para el préstamo.

### 3.3.2 Escenario 2 - Generación eléctrica con venta de excedentes

De la misma manera que para el caso de autoconsumo, los ingresos netos del proyecto con excedentes dependen de los precios de la electricidad y el combustible y el ahorro en emisiones depende de los factores de emisión para cada uno de ellos (ver Figura 11).

**Figura 11. Resultados económicos y ambientales del proyecto - escenario excedentes**



En este caso, para el escenario de incentivos máximos se asumió un precio preferencial para los excedentes en el que luego de descontar un 5% de comercialización se establece un precio de venta que reconoce el 50% de los cargos por transmisión y distribución. De los países analizados, solo Brasil presenta incentivos a la venta de excedentes (ver resultados en Tabla 10).

**Tabla 10. Evaluación Financiera del Proyecto**

Escenario	Concepto	Brasil	Colombia	Guatemala	México	Nicaragua	Uruguay
Sin Incentivos	CAPEX Total (USD)	6.291.200	5.414.500	5.096.000	5.444.200	5.232.500	6.040.600
	Ingresos (miles de USD/mes)	44,0	39,1	-34,4	79,5	125,6	-70,4
	Payback Simple (Años)	11,91	11,53	---	5,70	3,47	---
	TIR (tasa del 10 %)	10,0%	4,0%	---	31,1%	58,1%	---
Incentivos Máximos	CAPEX Total (USD)	4.550.000	4.550.000	4.550.000	4.550.000	4.550.000	4.550.000
	Ingresos (miles de USD/mes)	69,3	99,3	1,1	109,4	176,5	-9,2
	Payback Simple (Años)	5,47	3,82	337,03	3,47	2,15	---
	TIR (tasa del 10 %)	35,1%	48,9%	---	65,2%	110,4%	---
Incentivos Actuales	CAPEX Total (USD)	5.892.000	4.550.000	5.096.000	5.444.200	5.232.500	6.040.600
	Ingresos (miles de USD/mes)	69,3	39,1	-34,4	79,5	125,6	-70,4
	Payback Simple (Años)	7,09	9,69	---	5,70	3,47	---
	TIR (tasa del 10 %)	26,7%	10,1%	---	31,1%	58,1%	---
	TIR (tasa del 7 %)	30,2%	14,6%	---	34,4%	61,6%	---
	TIR (tasa del 4 %)	33,3%	18,5%	---	37,4%	64,8%	---

El proyecto tiene viabilidad financiera para Brasil, Colombia, México y Nicaragua y en estos casos el payback simple se reduce entre un 40% y un 70% cuando se compara el escenario de incentivos máximos frente al actual. Adicionalmente, bajo el escenario de incentivos actuales se modeló la TIR, pero con tasas de interés del 7% y el 4% para el préstamo.

## 4 Análisis de las oportunidades, barreras y retos para la cogeneración

Existen varios tipos de barreras que se manifiestan en casi todos los países incluidos en este estudio, en mayor o menor medida dependiendo de cada caso. Incluso, algunas de ellas pueden haber sido identificadas y estar siendo gestionadas a través de estrategias públicas. Su naturaleza es variada y en general pueden clasificarse como:

- ✓ Políticas, legales, regulatorias y normativas
- ✓ Financieras, económicas y de mercado
- ✓ De información
- ✓ De capacidades técnicas y recursos humanos
- ✓ Socioculturales

Los retos y oportunidades para la cogeneración están dados principalmente en la generación de estrategias que impulsen su difusión y el desarrollo de la tecnología en los nichos con mayor potencial, tales como:

- ✓ El aumento de las capacidades técnicas a través de programas de formación y de intercambio de experiencias.
- ✓ La generación de regulación específica para la cogeneración y que aborde las imperfecciones del mercado en la asignación de precios de electricidad y combustible.
- ✓ La promoción de la cogeneración desde las compras públicas.
- ✓ Implementación de regulación que exija estudios de viabilidad de cogeneración.
- ✓ Otorgamiento de beneficios al uso eficiente de los recursos energéticos
- ✓ Creación y acceso a instrumentos novedosos de financiación.
- ✓ Desarrollar complejos industriales en los que la energía térmica y eléctrica pueda ser comercializada con consumidores cercanos.

### 4.1 Barreras y oportunidades por país

Para la realización de esta sección se aplicaron entrevistas a entidades representativas y relacionadas con la cogeneración en cada país, lo que se complementó con fuentes secundarias. Se señala que la indagación realizada no pretende ser exhaustiva, por lo que el panorama nacional presentado en la Tabla 11 recoge solamente los asuntos que surgieron en el ejercicio.

**Tabla 11. Barreras y oportunidades por país**

Barreras	Oportunidades
Brasil	
✓ Falta adaptación a estrategias de regulación e incentivos recientes	✓ Las mayores oportunidades están asociadas con el sector azucarero.

<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Percepción de riesgo alta por inestabilidad legal pasada en el sector eléctrico</li> <li>✓ Estructura tarifaria compleja.</li> <li>✓ Tarifas de combustible muy dependientes de la ubicación del proyecto.</li> <li>✓ Incertidumbres en el suministro de combustibles a largo plazo.</li> <li>✓ Desconocimiento de la tecnología y el negocio por parte de algunos actores.</li> <li>✓ Priorización de inversiones desligada de la eficiencia energética.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Potencial de desarrollo adicional con gas natural, licor negro y biomasa de agroindustrias como el aceite de palma, la cáscara de arroz y la cáscara de la castaña de cajú.</li> <li>✓ Conocimiento de la tecnología de cogeneración con biomasa.</li> <li>✓ Políticas de largo plazo para fuentes renovables.</li> <li>✓ Incentivos elaborados y dirigidos de manera especial a la cogeneración, reconociendo sus particularidades.</li> <li>✓ Existencia de una asociación dedicada específicamente a la cogeneración.</li> </ul>
Colombia	
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Falencias regulatorias en el reconocimiento específico de la cogeneración.</li> <li>✓ Las tarifas pueden obstaculizar la viabilización de los proyectos y se tienen incertidumbres en su estabilidad a largo plazo.</li> <li>✓ Tarifas del gas natural muy dependientes de la localización geográfica.</li> <li>✓ La cogeneración con biomasa se focaliza en el sector azucarero y está sujeta a sus dinámicas.</li> <li>✓ Insuficiente divulgación de información en distintos niveles.</li> <li>✓ Falta de conocimiento de la tecnología.</li> <li>✓ Dificultad para encontrar nuevos proyectos.</li> <li>✓ Buena oferta de personal con conocimiento en ingeniería, pero no en cogeneración.</li> <li>✓ La inversión en eficiencia energética no es una prioridad para las empresas.</li> <li>✓ Resistencia a la entrada de terceros para la realización de proyectos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Potencial concentrado en los sectores azucarero, palmicultor e industrial.</li> <li>✓ Incentivos para la implementación de proyectos de energía con fuentes renovables y para cogeneración en industrias.</li> </ul>
Guatemala	
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ No existe regulación especializada para la cogeneración ni para generación con tecnologías intermitentes y estacionales.</li> <li>✓ Es difícil la obtención de las licencias y el cumplimiento de requisitos.</li> <li>✓ Existe sobreoferta eléctrica, lo que genera bajas tarifas y dificulta la venta de excedentes.</li> <li>✓ Faltan incentivos y estructuras tarifarias que internalicen los beneficios de la cogeneración.</li> <li>✓ La cogeneración con otro tipo de combustibles</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Fortaleza del sector azucarero e importancia de la cogeneración en sus instalaciones.</li> <li>✓ Existencia de una asociación dedicada específicamente a la cogeneración.</li> <li>✓ Posibilidades de incorporación de otros combustibles diferentes al bagazo de caña.</li> <li>✓ Posibilidades de optimización de las plantas existentes e implementación de procesos complementarios.</li> <li>✓ Cogeneración con carbón en épocas de no</li> </ul>



<ul style="list-style-type: none"> <li>distintos a la biomasa no es viable.</li> <li>✓ Falta desarrollo y tecnificación en las plantas ubicadas en los ingenios.</li> <li>✓ Influencia de las comunidades étnicas sobre el otorgamiento de permisos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>zafra.</li> <li>✓ Venta de excedentes es fuente representativa de ingresos para los ingenios.</li> <li>✓ Aporte importante de la cogeneración a la matriz eléctrica.</li> </ul>
México	
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ En las empresas del sector público se condiciona su libertad para tomar decisiones de inversión.</li> <li>✓ Resistencia de los empresarios para invertir en cogeneración.</li> <li>✓ Resistencia de algunas industrias para la inversión en eficiencia energética.</li> <li>✓ Falta renovación tecnológica en las plantas de cogeneración instaladas.</li> <li>✓ Falta reconocimiento de la importancia de la cogeneración.</li> <li>✓ Dependencia de los gobiernos de turno para la aplicación de estrategias y beneficios</li> <li>✓ Complejidad de los trámites para permisos, beneficios e incentivos.</li> <li>✓ Acceso limitado a combustibles, por infraestructura de gas natural y por dependencia de la biomasa a los subsectores.</li> <li>✓ Falta mayor difusión de la cogeneración con un foco más específico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Inclusión de la importancia estratégica de la cogeneración en políticas nacionales.</li> <li>✓ Existencia de instrumentos que reconocen a la cogeneración de manera particular.</li> <li>✓ Desarrollo de estrategias nacionales como NAMAs en cogeneración.</li> <li>✓ Existencia de una asociación dedicada específicamente a la cogeneración.</li> <li>✓ Potencial de desarrollo de proyectos de cogeneración con biomasa.</li> <li>✓ Posibilidades de ingresos adicionales para las plantas de cogeneración al participar en los mercados de energía, de balance de potencia, de servicios conexos y de Certificados de Energía Limpia - CELs.</li> <li>✓ Buenos instrumentos y oportunidades para el acceso a financiamiento.</li> </ul>
Nicaragua	
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Panorama político inestable.</li> <li>✓ La mayoría de sistemas de cogeneración están relacionados con ingenios, los cuales no muestran una tendencia de expansión.</li> <li>✓ Se dificulta la consecución de nuevos proyectos y de personal calificado.</li> <li>✓ Limitada divulgación.</li> <li>✓ Bajo nivel de desarrollo de la cadena de suministro.</li> <li>✓ Dificultades para el acceso a la financiación.</li> <li>✓ La cogeneración no está considerada de manera específica en las disposiciones legales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Actividades de cogeneración ligadas principalmente al sector azucarero, en donde se tienen buenos rendimientos en la producción de biomasa.</li> <li>✓ Políticas para incentivar la inversión y generación con fuentes renovables.</li> <li>✓ Aporte importante de la cogeneración a la matriz eléctrica.</li> </ul>
Uruguay	
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Necesidad de contar con un marco regulatorio específico para la cogeneración.</li> <li>✓ La negociación de tarifas eléctricas debe hacerse libremente, por lo que las condiciones de mercado inciden en los precios.</li> <li>✓ Incertidumbres de los inversionistas en la solidez de los proyectos en el largo plazo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se proyectan mejoras en el marco regulatorio para incluir las especificidades de la cogeneración.</li> <li>✓ Incentivos de ley a los que la cogeneración puede aplicar.</li> <li>✓ Exoneración de cargos de conexión y peajes para los nodos que tienen carácter de oferta y</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Limitada disponibilidad de combustibles por falta de infraestructura de gas natural.</li> <li>✓ Disponibilidad de personal con conocimiento de ingeniería, pero no en cogeneración.</li> <li>✓ Se dificulta encontrar las oportunidades nuevos proyectos o mercados.</li> <li>✓ En las empresas se priorizan otras áreas de inversión, distintas a la eficiencia energética.</li> <li>✓ Los usuarios no siempre están dispuestos a implementar los cambios contar con un sistema en sus plantas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>de demanda de energía.</li> <li>✓ Potencial de nuevos proyectos en los subsectores de cementos, lácteos, celulosa y papel, frigoríficos, hotelero y salud.</li> <li>✓ Posibilidad de evaluar la venta de energía térmica, dada la proximidad geográfica de algunos potenciales cogeneradores con grandes consumidores de este tipo de energía.</li> </ul>
--	--

## 4.2 Panorama político bajo los Compromisos de la COP21

La mayoría de los seis países en estudio consideraron en sus compromisos al sector de energía (ver Tabla 12) como prioritario y definieron medidas en energías renovables, eficiencia energética y reducción de gases contaminantes (relacionados con los procesos de generación). En particular, en dos países: México y Colombia, se han desprendido compromisos concretos relacionados con la cogeneración a partir de las NDCs y, en general, el panorama es favorable en los casos en los que se utilice biomasa como combustible.

**Tabla 12. Compromisos de la COP21 referentes al sector energético**

Brasil	México
<p>Se destaca la meta de alcanzar la participación de un 45% de energías renovables en la matriz energética a 2030, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ La expansión del uso de fuentes de energía renovables distintas a la hidroeléctrica.</li> <li>✓ La expansión del uso de energías no provenientes de combustibles fósiles y el aumento del uso de biomasa.</li> <li>✓ Alcanzar mejoras de un 10% en eficiencia del sector eléctrico para 2030.</li> </ul>	<p>Se destaca la contribución de los sectores industrial y de energía al cumplimiento de su meta a través de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Generación del 35% con energía limpia en 2024 y 43% para el año 2030;</li> <li>✓ Sustitución de combustibles pesados en la industria nacional por gas natural, energía limpia y biomasa;</li> <li>✓ Control de partículas de hollín en equipos e instalaciones industriales.</li> </ul>
Colombia	Nicaragua
<p>Para el cumplimiento de su meta se generó el Plan de Acción Sectorial - Energía Eléctrica, en el que una de las políticas directrices es <i>“la promoción de la participación activa de la demanda (autogeneración, cogeneración) en el Sistema Interconectado Nacional”</i> y considera la generación de legislación especial para este fin.</p>	<p>Establece la meta de incrementar el porcentaje de generación eléctrica por medio de otras fuentes de energías renovables como solar, eólica y biomasa en un 60 % en el año 2030, considerando también el aumento de la cobertura.</p>



Guatemala	Uruguay
<p>Se destaca los siguientes mecanismos para el cumplimiento de su meta y destinados al sector energético:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ El aumento de la participación de generación a partir de fuentes renovables.</li> <li>✓ El ahorro y uso eficiente de la energía.</li> <li>✓ Incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.</li> <li>✓ Norma técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación renovable y con excedentes de energía.</li> </ul>	<p>Se destacan las siguientes estrategias para el cumplimiento de su meta, destinadas al sector energético:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Aumentar la generación eléctrica a 2025 con fuente biomasa, tanto para la entrega a la red eléctrica nacional (160 MW) como para autoconsumo (250 MW).</li> <li>✓ Adecuaciones en la red de alta tensión para sostener la generación de energía eléctrica descentralizada a partir de fuentes renovables.</li> </ul>

### 4.3 Posibilidades de instrumentos de promoción

Los instrumentos de promoción para la cogeneración pueden tener diferentes objetivos y estar orientados hacia diferentes vías (ver Figura 12) y de estos dependerá su diseño posterior.

**Figura 12. Consideraciones de diseño para los instrumentos de promoción**

<p>Diversidad de objetivos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Propiciar la generación de capacidades técnicas,</li> <li>✓ Alcanzar mayores niveles de divulgación,</li> <li>✓ Incentivar el desarrollo de un nicho de mercado o de un modelo de negocio</li> <li>✓ Incrementar la rentabilidad de los proyectos.</li> </ul>	<p>Diferentes vías:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ <i>Apoyo a la inversión inicial</i>: la más indicada cuando se tienen dificultades para el acceso a capital o no se tienen retornos atractivos.</li> <li>✓ <i>Apoyo en la etapa operacional</i>: puede utilizarse para internalizar los beneficios de la cogeneración o abordar imperfecciones del mercado.</li> <li>✓ <i>Inversión en investigación y desarrollo</i>: puede impulsar a la industria a desarrollar soluciones que aseguren la sostenibilidad de los sistemas energéticos.</li> </ul>
--	---

Además, los instrumentos de promoción se pueden materializar en varios esquemas como:

1. Incentivos fiscales: dirigidos a reducir los costos tanto de operación como de implementación de los proyectos de cogeneración. Pueden aplicarse en forma de:

- ✓ Exención de impuestos a las importaciones.
- ✓ Exención de los impuestos de valor agregado.
- ✓ Depreciación acelerada de las inversiones en cogeneración.
- ✓ Reducción del impuesto de renta.
- ✓ Deducción de otros impuestos adicionales, dependiendo del sistema fiscal de cada país.

2. Subsidios: Facilitan la implementación de sistemas de cogeneración cuando se tienen barreras para la inversión, restricciones de capital o cuando se trata de nuevas tecnologías que apenas están ingresando al mercado. Para que un esquema de este tipo sea exitoso, debe contarse con un buen sistema de seguimiento que permita seleccionar a los usuarios que verdaderamente tienen la necesidad del subsidio.

3. Tarifas especiales: Inciden directamente sobre los costos de operación de los proyectos, actuando sobre los precios de la electricidad o del combustible. Algunas de sus formas más comunes son:

- ✓ Feed-in Tariffs – FiT: establece una tarifa especial para la energía que es inyectada a la red y que fue generada mediante fuentes no convencionales de energía.
- ✓ Precio de venta de electricidad de respaldo: definirlos más bajos que el promedio del mercado para reducir costos operativos
- ✓ Balance neto: favorece a los consumidores de energía que a la vez son productores, 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 este último a través de la reducción de impuestos al combustible

4. Certificados: Los certificados pueden estar orientados a servir como (i) incentivos de imagen en los que las empresas sean reconocidas como eficientes o más ecológicas, (ii) para la generación de ingresos adicionales a través de la negociación de los certificados o (iii) permitir el acceso a beneficios de acuerdo a la clasificación del sistema.

5. Facilitar intercambio de energía con la red: Las medidas para facilitar la interconexión y el intercambio de energía con la red pueden referirse a tres vías principalmente:

- ✓ *Definición de estándares* que contengan reglas claras en cuanto a trámites y requisitos técnicos.
- ✓ *Favorecimiento del acceso a la red*, en el que los cogeneradores tengan prioridad de despacho.
- ✓ *Incentivos a los operadores de red*, para que no incurran en pérdidas por conectar a los sistemas de cogeneración a sus redes.

Para que este tipo de instrumentos resulten exitosos se necesita trabajar de la mano con los principales actores implicados para que el diseño del esquema les resulte beneficioso, desarrollar estándares que consideren todos los elementos del proceso de interconexión, asegurar que los procesos y costos asociados son adecuados para el tamaño de los generadores y monitorear constantemente la efectividad de la medida.

## Conclusiones

Existen dos clases principales de proyectos de cogeneración: los que operan con combustibles fósiles y los que operan con biomasa. Los segundos pueden acceder fácilmente a los incentivos que hayan sido definidos para proyectos con energías renovables, mientras que los primeros necesitarían contar con incentivos dirigidos especialmente a la cogeneración. Unido a esto se da que, en los seis países estudiados existe un gran potencial de cogeneración, pero la experiencia está concentrada en sistemas que operan con biomasa, dejando un poco de lado las posibilidades de proyectos con combustibles fósiles.

En todos los países la cogeneración es regulada por las disposiciones aplicables al sector de energía y en Brasil, Colombia, México y Uruguay existe regulación específica para la cogeneración con distintos niveles de complejidad, mientras que en países como Guatemala y Nicaragua la regulación específica es muy incipiente.

Dado que la cogeneración está sujeta a unas condiciones macroeconómicas nacionales y de disponibilidad o aplicabilidad de las tecnologías, habrá unas características inherentes que harán que la cogeneración sea naturalmente más viable en unos países que en otros, sin embargo, los incentivos son los instrumentos que pueden tener mayor peso a la hora de modificar la viabilidad de un proyecto. Los seis países analizados cuentan con incentivos dirigidos a promover la utilización de energías renovables a los que podrían aplicar los proyectos de cogeneración con biomasa, pero hace falta una gama más amplia de instrumentos económicos que abarque los demás tipos de sistemas y que facilite su difusión, de manera que se permita que la cogeneración contribuya al cumplimiento de las metas ambientales de los países. Se resalta que Brasil es el único país que cuenta con un sistema de incentivos dirigidos específicamente a la cogeneración que resulta especialmente favorable para la venta de excedentes a la red, reconociendo la importancia de la cogeneración como estrategia de generación distribuida.

En general los incentivos existentes en la región son muy estándares y similares en cuanto a la reducción de aranceles, IVA y renta, los cuales son dirigidos a motivar la inversión de capital y no a la generación misma, por lo que no abordan las características específicas de este tipo de sistemas. Al respecto, puede resultar útil ampliar este estudio con otros posteriores en los que se evalúen los incentivos en otras partes del mundo y se pueda identificar cuáles han demostrado una mayor efectividad y que no han sido considerados en países de Latinoamérica.

Aunque existen barreras particulares en cada país, en casi todos se presentan algunos factores recurrentes como por ejemplo la inestabilidad en el suministro y precio de los combustibles, lo que genera incertidumbres a largo plazo y modifica la viabilidad de los proyectos limitando la

inversión; también existe la necesidad de contar con marcos regulatorios más específicos que faciliten la venta de excedentes e internalicen los beneficios ambientales de la cogeneración; además existen deficiencias en la divulgación de información de distintos tipos lo que se traduce en desconocimiento de la tecnología y dificulta la implementación de nuevos proyectos; adicionalmente, en general existen condiciones socioculturales de recelo y desconfianza que obstaculizan la asociación con terceros, necesaria para la ejecución de los proyectos.

En general, en la región existe un potencial de cogeneración interesante que podría ser desarrollado a futuro, dado que el mercado no ha sido completamente explotado, dejando espacio para su crecimiento. Por otro lado, se destaca que los países analizados consideran al sector energético como estratégico para el cumplimiento de sus compromisos de reducción de emisiones y, en este, la cogeneración podría jugar un papel importante. Esto también implica que los países deberán generar nuevos instrumentos políticos para alcanzar lo comprometido, lo que podría mejorar el contexto regulatorio para la cogeneración.