



ENERGY PARTNERSHIP  
CHILE-ALEMANIA



Supported by:



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Climate Action

on the basis of a decision  
by the German Bundestag

# Principales implicancias de la conexión de proyectos de hidrógeno en sistemas medianos

*Informe Final*



## Imprint

This study was carried out by OHMIO ENERGÍA on behalf of the Energy Partnership Chile-Alemania.

Leading partners are the German Ministry for Economy and Economic Affairs and Climate Action (BMWK) and the Chilean Ministry for Energy (ME), together with numerous affiliated institutions. The GIZ is the executive body of this partnership.

### Commissioned and published by:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices: Bonn and Eschborn, Germany

**Project:** Bilateral Energy Partnerships in Developing and Emerging Countries

### Contact:

Energy Partnership Chile - Alemania  
c/o Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Marchant Pereira 150, 7500523 Santiago de Chile

✉ [energyclde@giz.de](mailto:energyclde@giz.de)

☎ +56 22 30 68 600

### Project Lead:

Daina Neddemeyer, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

### Authors:

OHMIO ENERGÍA

Loreto Cortés, Rodrigo Pérez, Francisco de la Fuente, Yarela Flores

### Coordination:

Energypartnership Chile - Alemania, GIZ Chile  
Daina Neddemeyer, Bárbara Neira

### Design:

Energypartnership Chile - Alemania, GIZ Chile

### Photography & Illustrations:

Energypartnership Chile - Alemania,  
GIZ Chile

### Version:

1st Edition, Santiago de Chile,  
21 de diciembre de 2022

GIZ is responsible for the content of this publication.

On behalf of the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK)

# Contenidos

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS DEL ESTUDIO.....</b>	<b>12</b>
2.1	PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES .....	12
<b>3</b>	<b>LOS SISTEMAS MEDIANOS .....</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>REGULACIÓN VIGENTE DE LOS SSMM EN CHILE Y PROPUESTA REGULATORIAS EN DESARROLLO .....</b>	<b>16</b>
4.1	REGULACIÓN VIGENTE DE LOS SISTEMAS MEDIANOS.....	16
4.2	MATERIAS DE LA REGULACIÓN ELÉCTRICA ESTABLECIDAS EXPRESAMENTE PARA LOS SSMM Y OTRAS QUE PODRÍAN RESULTARLES APLICABLES.....	17
4.3	ANÁLISIS DE LA REGULACIÓN VIGENTE DE LOS SSMM CONSIDERANDO LAS MODIFICACIONES ACTUALMENTE EN TRAMITACIÓN.....	30
4.3.1	<i>Definición de SSMM y transición a un sistema eléctrico igual o superior a 200 MW.....</i>	<i>30</i>
4.3.2	<i>Transición de un sistema aislado a un SSMM .....</i>	<i>31</i>
4.3.3	<i>Planificación y tarificación .....</i>	<i>32</i>
4.3.4	<i>Aplicación de las leyes N° 21.185, N° 21.194 y N° 21.472 a los SSMM .....</i>	<i>34</i>
4.3.5	<i>Interconexión entre SSMM e interconexión internacional .....</i>	<i>35</i>
4.3.6	<i>Obligación giro exclusivo de distribución .....</i>	<i>35</i>
4.3.7	<i>Autoproducción.....</i>	<i>36</i>
4.3.8	<i>Racionamiento y emergencia energética.....</i>	<i>37</i>
4.3.9	<i>Almacenamiento .....</i>	<i>37</i>
4.4	COMENTARIOS REFERIDOS A LAS MODIFICACIONES REGULATORIAS DE LOS SSMM EN TRAMITACIÓN .....	37
<b>5</b>	<b>PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN LOS SSMM .....</b>	<b>38</b>
5.1	LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO EN EL EXTREMO SUR DE CHILE .....	38
5.2	LOS FACTORES QUE DETIENEN LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y DE HIDRÓGENO .....	40
<b>6</b>	<b>EFFECTOS CUALITATIVOS DE LA CONEXIÓN DE GRANDES PROYECTOS EN SISTEMAS DE POTENCIA DE PEQUEÑA O MEDIANA ESCALA .....</b>	<b>42</b>
6.1	ADECUACIÓN DE LA GENERACIÓN .....	42
6.2	ADECUACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE .....	44
6.3	REQUERIMIENTOS DE FLEXIBILIDAD .....	45
6.4	ESTABILIDAD DEL SISTEMA .....	46
6.4.1	<i>Estabilidad transitoria .....</i>	<i>47</i>
6.4.2	<i>Estabilidad de frecuencia .....</i>	<i>47</i>
6.4.3	<i>Estabilidad de tensión .....</i>	<i>48</i>
6.5	LA ASIGNACIÓN DE COSTOS ADICIONALES.....	48
<b>7</b>	<b>REVISIÓN DE LITERATURA ECONÓMICA EN MATERIA DE INTEGRACIÓN/DESINTEGRACIÓN VERTICAL DE MERCADOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>49</b>
7.1	¿CUÁNDO LA INTEGRACIÓN / DESINTEGRACIÓN ES UNA OPCIÓN DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL EFICIENTE EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS? .....	50
7.2	LOS NIVELES DE DESINTEGRACIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS .....	52
7.3	MODELOS PARA INTRODUCIR COMPETENCIA EN GENERACIÓN .....	53
7.3.1	<i>Comprador único (mecanismo de competencia parcial).....</i>	<i>53</i>
7.3.2	<i>Competencia al por mayor .....</i>	<i>55</i>
7.3.3	<i>Competencia en retail .....</i>	<i>56</i>
7.3.4	<i>Comparación entre los modelos para introducir competencia en generación.....</i>	<i>57</i>
<b>8</b>	<b>ALGUNOS ANTECEDENTES REGULATORIOS Y NORMATIVOS DE EMPRESAS VERTICALMENTE INTEGRADAS EN CHILE .....</b>	<b>59</b>

8.1	SÍNTESIS DE LA REGULACIÓN ACTUAL DE LOS SSMM Y DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN CUANTO A INTEGRACIÓN VERTICAL	59
8.2	ANTECEDENTES CONSIDERADOS PARA INTEGRAR VERTICALMENTE LOS SSMM EN 2004	60
8.2.1	<i>Mensaje Ley N° 19.940</i>	60
8.2.2	<i>Doctrina nacional</i>	61
8.2.3	<i>Caso emblemático del sector eléctrico chileno: Resolución N° 488 de 1997, de la Comisión Resolutiva</i>	61
8.2.4	<i>Resolución N° 667 de 2002 de la Comisión Resolutiva</i>	62
8.3	CRITERIOS SOSTENIDOS POR LA FISCALÍA NACIONAL ECONÓMICA Y EL TRIBUNAL DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA (TDLC)	63
<b>9</b>	<b>PRINCIPIOS Y CRITERIOS PARA EVALUAR LA INTEGRACIÓN VERTICAL E INTRODUCIR MECANISMOS COMPETITIVOS</b>	<b>65</b>
9.1	DESINTEGRAR VERTICALMENTE MANTENIENDO LOS MECANISMOS ACTUALES DE FIJACIÓN TARIFARIA	66
9.2	DESINTEGRAR VERTICALMENTE ESTABLECIENDO MECANISMOS DE COMPETENCIA AL POR MAYOR EN GENERACIÓN	66
9.3	ESTABLECER MECANISMOS DE COMPETENCIA PARCIAL EN GENERACIÓN SIN FORZAR LA DESINTEGRACIÓN DE LA GENERACIÓN	67
9.4	PROPUESTA DE LICITACIÓN DE BLOQUES DE ENERGÍA FÍSICOS INTEGRADOS A UN PROCESO DE PLANIFICACIÓN Y TARIFICACIÓN CENTRALIZADA (RÉGIMEN MIXTO)	68
<b>10</b>	<b>CARACTERIZACIÓN Y DEFINICIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS</b>	<b>70</b>
10.1	EXPERIENCIA COMPARADA	70
10.1.1	<i>Territorios del Norte de Australia</i>	70
10.1.2	<i>Sistema de las Islas Canarias (España)</i>	73
10.1.3	<i>Sistemas de las Zonas no interconectadas de Colombia (ZNI)</i>	75
10.1.3.1	<i>Regulación de la oferta de generación en las ZNI</i>	77
10.2	CARACTERIZACIÓN Y DEFINICIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS Y DE SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN LA LGSE	78
10.2.1	<i>Interpretación y armonización de las definiciones de sistemas eléctricos y SEN</i>	79
10.2.2	<i>Posibles interpretaciones regulatorias para el caso que un SSMM alcance 200 MW de capacidad instalada de generación</i>	80
<b>11</b>	<b>TIPOS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE QUE PODRÍAN CONECTARSE A UN SSMM</b>	<b>81</b>
11.1	PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE QUE NO SE CONECTAN A UN SISTEMA ELÉCTRICO	82
11.2	PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE QUE SE CONECTA A UN SSMM EN CALIDAD DE GENERADOR (POTENCIA SÍNCRONA POR HIDRÓGENO O POTENCIA SÍNCRONA POR ENERGÍA RENOVABLE)	83
11.2.1	<i>Caso en que el proyecto de hidrógeno sea un autoproducer</i>	83
11.3	PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE QUE SE CONECTA A UN SSMM EN CALIDAD DE CLIENTE FINAL (CONSUMO SÍNCRONO)	84
11.3.1	<i>Caso en que el proyecto de hidrógeno sea un cliente libre</i>	84
11.4	PROYECTO DE HIDRÓGENO VERDE COMO SISTEMA DE GENERACIÓN-CONSUMO	85
<b>12</b>	<b>IMPLICANCIAS REGULATORIAS PARA LOS SSMM EN CASO DE DESARROLLARSE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE</b>	<b>86</b>
12.1	IMPACTOS REGULATORIOS DERIVADOS DE LA CONEXIÓN DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE A UN SSMM, SEA COMO GENERADOR (POTENCIA SÍNCRONA POR HIDRÓGENO O POR ENERGÍA RENOVABLE), O COMO CLIENTE FINAL (CONSUMO SÍNCRONO) QUE IMPLIQUE QUE EL SISTEMA ALCANCE O SUPERE LOS 200 MW DE CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	86
12.2	IMPACTOS REGULATORIOS DERIVADOS DE LA CONEXIÓN DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE A UN SSMM, SEA COMO GENERADOR (POTENCIA SÍNCRONA POR HIDRÓGENO O POR ENERGÍA RENOVABLE) O COMO CLIENTE FINAL (CONSUMO SÍNCRONO) QUE NO IMPLIQUE QUE EL SISTEMA ALCANCE O SUPERE LOS 200 MW DE CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN	92
12.3	IMPACTOS REGULATORIOS DE LA INSTALACIÓN DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE QUE NO SE CONECTAN A UN SISTEMA ELÉCTRICO O A UN SSMM	92
12.4	IMPACTOS REGULATORIOS DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO QUE SE INTERCONECTEN CON SISTEMAS ELÉCTRICOS INTERNACIONALES	94
<b>13</b>	<b>IMPLICANCIAS EN TÉRMINOS DE PRECIOS EN LOS SSMM PRODUCTO DEL EMPLAZAMIENTO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE</b>	<b>96</b>
13.1	MARCO CONCEPTUAL: COSTO MARGINAL DE CORTO Y LARGO PLAZO	96

13.1.1	<i>Estimación de la curva de costo marginal de largo plazo</i> .....	98
13.1.2	<i>Método AIC o costo incremental promedio</i> .....	99
13.2	DETERMINACIÓN DE PRECIOS EN LOS SSMM EN CHILE .....	100
13.3	PROYECCIÓN DE DEMANDA: METODOLOGÍA GENERAL .....	101
13.3.1	<i>Ejemplo de proyección de demanda realizada para el SSMM de Punta Arenas</i> .....	101
13.3.2	<i>Conclusiones respecto de la demanda</i> .....	103
13.4	PLAN DE EXPANSIÓN ÓPTIMO Y COSTO INCREMENTAL DE DESARROLLO.....	103
13.4.1	<i>Plan de expansión óptimo</i> .....	103
13.4.1.1	<i>Ejemplo de plan de expansión óptimo de Punta Arenas</i> .....	104
13.4.1.2	<i>Conclusiones respecto del plan de expansión óptimo</i> .....	105
13.4.2	<i>El costo incremental de desarrollo</i> .....	105
13.4.2.1	<i>Conclusiones del costo incremental de desarrollo</i> .....	106
13.5	PROYECTO DE REPOSICIÓN EFICIENTE Y COSTO TOTAL DE LARGO PLAZO .....	106
13.5.1	<i>Ejemplo del proyecto de reposición eficiente en Punta Arenas</i> .....	107
13.5.2	<i>Conclusiones del costo total de largo plazo</i> .....	108
13.6	CÁLCULO DE PRECIO DE NUDO GENERACIÓN-TRANSMISIÓN .....	109
<b>14</b>	<b>MATRIZ DE MODIFICACIONES REGULATORIAS .....</b>	<b>110</b>
14.1	MODIFICACIONES QUE SE SUGIERE SEAN DE RANGO LEGAL, PERO QUE PODRÍAN INCORPORARSE MEDIANTE LA VÍA REGLAMENTARIA.....	126
<b>15</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>127</b>
<b>16</b>	<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>130</b>
<b>17</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>137</b>
17.1	ANEXO 1: DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO .....	137
17.2	ANEXO 2: LEVANTAMIENTO INTERNACIONAL DE BARRERAS DE INVERSIÓN PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS .....	140
17.2.1	<i>El ciclo de inversión extranjera</i> .....	141
17.2.2	<i>Los componentes principales que afectan las decisiones de inversión en términos generales</i> .	143
17.2.3	<i>Los factores de decisión de inversión en centrales renovables</i> .....	145
17.2.4	<i>Aspectos transversales (referido a los factores de decisión de inversión de centrales renovables)</i> 146	
17.2.5	<i>Los altos costos de producción del hidrógeno verde</i> .....	148
17.2.6	<i>Falta de infraestructura y de incentivos para el uso final del hidrógeno</i> .....	149
17.2.7	<i>Necesidad de estándares internacionales</i> .....	151
17.2.8	<i>Falta de reconocimiento del aporte del hidrógeno verde</i> .....	152
17.2.8.1	Los aportes a la red que pueden realizar los proyectos de hidrógeno .....	153
17.2.8.2	Los proyectos de hidrógeno como hubs o centros de desarrollo .....	153
17.3	ANEXO 3: DECRETO SUPREMO N° 2/2022, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA .....	156
17.4	ANEXO 4: BOLETÍN 14.731 SOBRE MODIFICACIÓN A LA LGSE EN MATERIA DE ALMACENAMIENTO Y CONCEPTO DE SISTEMA DE GENERACIÓN – CONSUMO .....	158
17.6	ANEXO 6: DEBATE ECONÓMICO SOBRE LAS SINERGIAS VERTICALES VERSUS LA DESAGREGACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO EN DISTINTOS PAÍSES DEL MUNDO.....	160
17.6.1	<i>Estados Unidos</i> .....	160
17.6.2	<i>Europa</i> .....	167
17.6.3	<i>España</i> .....	167
17.6.4	<i>Italia</i> .....	168
17.6.5	<i>Suiza</i> .....	168
17.6.6	<i>Un conjunto de países de Europa</i> .....	168
17.6.7	<i>Canadá</i> .....	169
17.6.8	<i>Japón</i> .....	169
17.7	ANEXO 7: CARACTERIZACIÓN FÍSICA DE LOS SSMM .....	171
17.7.1	<i>Caracterización regulatoria</i> .....	171
17.7.2	<i>Demanda de los SSMM</i> .....	176
17.7.3	<i>Generación en los SSM</i> .....	178
17.7.4	<i>Niveles de tarifas</i> .....	179
17.7.5	<i>Fuentes primarias de energía</i> .....	180

17.7.6	<i>Planes de expansión de generación y transmisión</i> .....	181
17.7.7	<i>Sistema de transmisión</i> .....	183
17.7.8	<i>Participación de mercados</i> .....	183
17.8	ANEXO 8: CARACTERIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE COMPETENCIA ACTUALES DE LOS SSMM .....	185
17.8.1	<i>Condiciones de ingreso al mercado</i> .....	185
17.8.2	<i>Identificación de resguardos de competencia en la regulación y en la provisión de servicios</i> ...	186
17.8.3	<i>Identificación de beneficios de la integración vertical en SSMM</i> .....	187
17.8.4	<i>Identificación de riesgos de la integración vertical en SSMM</i> .....	187
17.8.5	<i>Mitigación de riesgos producto de la integración vertical</i> .....	188
17.9	ANEXO 9: INCENTIVO AL USO DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONALES EN LAS ZNI COLOMBIANAS	188
17.10	ANEXO 10: CATASTRO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE .....	190
17.11	ANEXO 11: DS 13/2022, DEL MINISTERIO DE ENERGÍA QUE APRUEBA EL REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE INSTALACIONES DE HIDRÓGENO. ....	191
17.12	ANEXO 12: DEFINICIÓN DE MONOPOLIO NATURAL .....	192
17.12.1	<i>Monopolio natural uni-producto</i> .....	192
17.12.1.1	<i>Subaditividad de costos</i> .....	192
17.12.1.2	<i>Economías a escala</i> .....	192
17.12.2	<i>Monopolio natural multiproducto</i> .....	193
17.13	ANEXO 13: SÍNTESIS Y CONCLUSIONES DE LAS ENTREVISTAS.....	194
17.13.1	<i>Opiniones de operadores, desarrolladores y reguladores</i> .....	194
17.13.2	<i>Principales conclusiones de las entrevistas</i> .....	198

# Lista de figuras

Figura 1: Ajuste de la capacidad instalada para el cálculo de suficiencia (Ucte, 2009) .....	43
Figura 2: Ilustración conceptual de metodologías probabilísticas para contribución de suficiencia (ENTSO-E, 2020).....	44
<i>Figura 3: Medidas de flexibilidad y sus costos vs participación de energías renovables variables (IRENA, 2018).</i> .....	46
Figura 4: Diferentes respuestas de frecuencia de 2 sistemas de potencia (alta penetración renovable (en línea punteada) y baja penetración renovable (en línea roja continua) ante una perturbación (Kerdphol et al., 2019).....	47
Figura 5: Sistema eléctrico integrado verticalmente en todos los segmentos. Fuente: (Hunt, 2002) .....	49
Figura 6: Opciones para desagregar una industria eléctrica totalmente integrada. Elaboración propia sobre la base de (Perez & Ramos-real, 2007).....	52
Figura 7: Modelo comprador único en dos versiones: desagregada e integrada (Hunt, 2002) .....	55
Figura 8: Modelo competencia al por mayor (Hunt, 2002) .....	56
Figura 9: Modelo competencia en retail (Hunt, 2002).....	57
Figura 10: Alternativas de integración/desintegración.....	66
Figura 11: Funcionamiento del Mercado Interino de Electricidad del Territorio del Norte (I-NTEM). Fuente: (Nepal & Menezes, 2016) .....	71
<i>Figura 12: Mapa del I-NTEM. Fuente: Adaptado de Power and Water</i> .....	72
Figura 13: Cambio de la organización industrial del mercado eléctrico canario. Fuente: (Perez & Ramos Real, 2008).....	74
Figura 14: Mapa de caracterización de las zonas no interconectadas. Fuente: Informe de Gestión 2021 (IPSE, 2022).....	76
Figura 15: Capacidad instalada de generación...82	
Figura 16: Paso de SSMM a Sistema de capacidad igual o superior a 200 MW.....	91
Figura 17: Expansiones de capacidad a “saltos” causada por la indivisibilidad de la inversión. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012).....	97
Figura 18: Efectos de cambio de precios. Elaboración propia basada en (Tooth, 2014).....	97
Figura 19: Expansiones de capacidad y efecto utilizando curva de costo marginal de corto plazo y de largo plazo. Elaboración propia basada en (Tooth, 2014) .....	98
Figura 20: Cálculo de CMLP utilizando el método de Turvey. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012) .....	99
Figura 21: Cálculo de CMLP utilizando el método de AIC. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012) .....	100
Figura 22: Etapas de determinación de precios en los SSMM .....	101
Figura 23: Etapas de cálculo de precio de nudo de corto plazo de los SSMM .....	109
Figura 24: Tipos de formas de producción hidrógeno (IRENA, 2020 <sup>a</sup> ) .....	137
Figura 25: Potencial de descarbonización del hidrógeno verde según Estrategia Nacional de Hidrógeno .....	138
Figura 26: Costo de producción de hidrógeno utilizando electrólisis para diferentes número de horas de funcionamiento y precios de electricidad (IEA, 2019).....	139
Figura 27: Revisión realizada de lo general a particular .....	141
Figura 28: Ciclo de inversión extranjera .....	141
Figura 29: Costos de producción del hidrógeno ante diferentes escenarios (IRENA, 2020b) .....	148
Figura 30: Comparación de costos de vehículos utilizando diferentes combustibles y para diferentes escenarios (NREL, 2020).....	149
Figura 31: Comparación de costo nivelado de producción de hidrógeno en diferentes regiones al 2030 (USD/kg H <sub>2</sub> ) según la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile .....	150
Figura 32: Uso local de hidrógeno que se promoverán en Chile según la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile .....	152
Figura 33: Sistemas Medianos Región de Los Lagos .....	173
Figura 34: Sistemas Medianos Región de Aysén General Carlos Ibáñez del Campo.....	174
Figura 35: Sistemas Medianos Región de Magallanes y la Antártica Chilena.....	175
<i>Figura 36: Capacidad instalada de generación de proyectos de hidrógeno verde</i> .....	190
Figura 37: Identificación de riesgos.....	192
Figura 38: Economías de escala, subaditividad y monopolio natural .....	193

# Lista de tablas

<i>Tabla 1: Características de los Sistemas Medianos</i>	15
Tabla 2: Principales materias referidas a los SSMM contenidas en la regulación vigente .....	18
Tabla 3: Proyectos de hidrógeno en el extremo sur de Chile .....	38
Tabla 4: Comparación entre modelos .....	57
Tabla 5: Capacidad instalada (MW) y producción de energía eléctrica por isla (GWh) el año 2020 (Canarias, 2022).....	73
Tabla 6: Capacidad instalada de generación en ZNI Colombia (2021).....	77
Tabla 7: Efectos regulatorios en caso de que un SSMM alcance o supere los 200 MW de capacidad instalada de generación .....	87
Tabla 8: Factor de carga histórico por sistema (Systep, 2022) .....	102
Tabla 9: Proyección global de demanda para Sistema Punta Arenas (2022-2036) incluyendo nuevos consumos (Systep, 2022).....	102
Tabla 10: Plan de expansión óptimo de generación y transmisión para Punta Arenas (Systep, 2022) .....	105
Tabla 11: Plan de reposición eficiente de generación para Punta Arenas (Systep, 2022).	108
Tabla 12: Propuesta modificaciones legales....	111
Tabla 13: Propuestas modificaciones legales que podrían hacerse también por reglamento .....	126
Tabla 14: Tipos de electrolizadores .....	139
Tabla 15: Etapas en el ciclo de inversión extranjera.....	142
Tabla 16: Componentes principales que explican la inversión extranjera .....	143
Tabla 17: Factores determinantes en la inversión de parques eólicos y solares .....	145
Tabla 18: Comparación de costos entre combustibles sintéticos y combustibles producidos en base a derivados del petróleo (IRENA, 2019 <sup>a</sup> ).....	149
Tabla 19: Modificaciones contenidas en el DS 2/2022 .....	156
Tabla 20: Modificaciones incorporadas en el Boletín 14.731.....	158
Tabla 22: Trabajos econométricos que estudian economías de escala en Estados Unidos .....	163
Tabla 23: Trabajos econométricos que estudian economías de escala en Europa y Japón.....	170
Tabla 24: Proyección de Demanda de los SSMM .....	177
Tabla 25: Empresas operadoras de los SSMM .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 26: Capacidad instalada de generación SSMM.....	178
Tabla 27: Precios de nudo promedio SSMM a diciembre de 2021.....	179
Tabla 28: Fuente energética de generación en los SSMM .....	180
Tabla 29: Catastro de proyectos para estudios de tarificación de SSMM.....	181
Tabla 30: Planes de expansión preliminares estudios tarifarios en curso SSMM.....	182
Tabla 31: Empresas generadoras y participación en inyecciones de energía por SSMM .....	183
Tabla 32: Clasificación de proyectos de hidrógeno por capacidad de generación .....	190
Tabla 33: Síntesis de entrevistas.....	195
.....	194
Tabla 26: Precios de nudo promedio SSMM a diciembre de 2021.....	194
Tabla 27: Fuente energética de generación en los SSMM.....	195
Tabla 28: Catastro de proyectos para estudios de tarificación de SSMM.....	196
Tabla 29: Planes de expansión preliminares estudios tarifarios en curso SSMM.....	197
Tabla 30: Empresas generadoras y participación en inyecciones de energía por SSMM.....	198
Tabla 31: Clasificación de proyectos de hidrógeno por capacidad de generación.....	205
Tabla 32: Síntesis de entrevistas.....	210



# Acrónimos

Boletín	Proyecto de ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad correspondiente al Boletín N° 14.731	DS 142/2016	Decreto Supremo N° 142 de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento que fija los requisitos y procedimientos aplicables a solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos
CGR	Contraloría General de la República	DS 88/2020	Decreto Supremo N° 88 de 2020, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala
CID	Costo incremental de desarrollo	DS 125/2017	Decreto Supremo N° 125 de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía	DS 13/2022	Decreto Supremo N° 13 de 2022, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno
Coordinador	Coordinador Eléctrico Nacional	DS 2/2022	Decreto Supremo N° 2/2022, del Ministerio de Energía, que modifica el Decreto Supremo N° 23, de 2015, que aprueba reglamento de operación y administración de los
	Sistemas Medianos establecidos en la Ley	NT	Mercado eléctrico del Territorio del Norte de Australia
DS 229/2005	Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos	NTSyCS	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para SSMM

DS 23/2015	Decreto N° 23 de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de operación y administración de los SSMM establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos	PEM	Electrólisis de membrana polimérica protónica
DS 44/2017	Decreto supremo N° 44 de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento del Panel de Expertos	PNP	Precio de Nudo Promedio
EIV	Economías de escala de la integración vertical	PWC	Power and Water Corporation
ERNC	Energía renovable no convencional	RGL	Reconocimiento Generación Local
Estrategia	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	SEIA	Servicio Evaluación Impacto Ambiental
I-NTEM	Mercado Interino de Electricidad del Territorio del Norte de Australia	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
ISO	Operador de sistema independiente	SSAA	Sistema Aislado
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos	SSMM	Sistemas Medianos
Ministerio	Ministerio de Energía	TDLC	Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
MW	Megawatt	VAD	Valor agregado de distribución
NEM	Mercado Nacional de Electricidad australiano	VRE	Energía renovable variable
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable	ZNI	Zonas no interconectadas de Colombia

# 1 Introducción

La Energy Partnership Chile-Alemania ha permitido la cooperación y transferencia de conocimientos a nivel intergubernamental entre el Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania y el Ministerio de Energía de Chile, siendo GIZ la organización ejecutora de la señalada cooperación.

En dicho contexto, y con el compromiso que ambos países han brindado al Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, donde Chile y Alemania aspiran a ser neutrales de emisiones, implementando principalmente medidas para

augmentar la eficiencia energética, eliminar los combustibles fósiles e integrar más energías renovables, adquiere especial relevancia anticipar las principales implicancias del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

En Chile, existen condiciones muy favorables para el desarrollo de este tipo de proyectos, principalmente por los recursos naturales con los que cuenta el país. Así, en la zona norte, región de Antofagasta, el recurso solar es muy relevante, brindándole al país una ventaja comparativa en relación a otros países ya que la abundancia del recurso permite reducir los costos de desarrollar este tipo de proyectos. Lo mismo ocurre en la zona austral del país, principalmente en las regiones de Aysén y Magallanes, con el recurso eólico.

El presente estudio se centra principalmente en las implicancias del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en la zona austral del país, precisamente porque las características geográficas y el aislamiento de las señaladas zonas han hecho que los sistemas eléctricos que abastecen dichas localidades, llamados Sistemas Medianos (SSMM), se encuentren desconectados del Sistema Eléctrico Nacional, constituyendo sistemas eléctricos independientes cuyas características y condiciones han llevado que respecto de ellos exista una regulación especial.

Existe la posibilidad que estos proyectos de hidrógeno verde se desarrollen como sistemas aislados, lo que no tendría ninguna incidencia en los SSMM y no tendrían complicaciones en cuanto a la expansión y tarificación de los mismos, sin embargo, cabe la posibilidad que sean los SSMM los que deban dar suministro de respaldo, adquiriendo allí una gran relevancia el presente estudio.

En base a lo anterior, se requiere de la contratación de una consultoría para evaluar los efectos que tendrá el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde en los Sistemas Medianos de Los Lagos, Aysén y Magallanes y así buscar soluciones regulatorias que permitan una integración efectiva de estos desarrollos.

## 2 Objetivos del Estudio

El presente estudio aborda la temática planteada desde la óptica de analizar el marco regulatorio actual de los SSMM en Chile y proponer modificaciones que permitan integrar correctamente el desarrollo de los proyectos de producción de hidrógeno verde en dichos sistemas. Al respecto se plantean cuatro objetivos:

1. Analizar la regulación actual de los SSMM y proponer modificaciones a la tarificación y planificación de estos para asegurar una adecuada integración (en términos de eficiencia y seguridad para los sistemas y sus consumidores) de los proyectos de producción de hidrógeno verde a las redes de dichos sistemas, considerando los proyectos de hidrógeno verde que solo requieran un respaldo de suministro y otros que requieran ser abastecidos permanentemente.
2. Analizar la regulación vigente de los SSMM con respecto a la integración vertical entre los segmentos de generación, transmisión y distribución y proponer modificaciones regulatorias que permitan dar señales tarifarias más competitivas a los desarrolladores de proyectos de producción de hidrógeno verde que podrían conectarse a las redes de la empresa verticalmente integrada.
3. Realizar un análisis conceptual de las potenciales implicancias que pueden existir, en términos regulatorios y de señales de precios, producto del crecimiento de los SSMM considerando el emplazamiento de grandes proyectos de hidrógeno verde. A partir del análisis de las implicancias indicadas anteriormente, proponer mejoras o nuevos criterios de definición de SSMM y sistemas interconectados.

### 2.1 Principales resultados y conclusiones

En función de los objetivos señalados y del análisis realizado por el equipo consultor, a la luz de todos los antecedentes tenidos a la vista, el presente estudio concluye con una serie de propuestas de cambios regulatorios para facilitar la conexión de centrales generadoras renovables para la producción de hidrógeno verde o la conexión de proyectos de generación que brinden suministro no intermitente mediante la generación de hidrógeno y producción de celdas de combustible o la conexión de una planta de electrólisis para la producción de hidrógeno verde que se abastezca de energía del sistema eléctrico.

Al respecto, es posible señalar que existen barreras producto de la legislación vigente referidas principalmente a la caracterización de los SSMM y las consecuencias derivadas de ello. En tal sentido, el solo hecho de definir un SSMM como un sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW sin establecer normas para transitar a un sistema que exceda el límite, junto a una transición razonable que permita a los actores adaptarse a una nueva regulación donde las empresas de generación, transmisión y distribución se verían obligadas a pasar de un sistema integrado verticalmente a uno desintegrado junto con pasar de una

planificación y tarificación a costo medio centralizada y vinculante en los segmentos de generación y transmisión a una regulación en que la generación es un segmento donde existe competencia y la tarificación es a costo marginal y la transmisión se planifica anualmente y está sujeta a un proceso de calificación y valorización que debe ser remunerada por los clientes finales mediante un cargo de transmisión.

La gran mayoría de los proyectos de hidrógeno que se encuentran en distintas etapas de desarrollo en el extremo sur del país, mencionados en la sección 5, son de una capacidad instalada que excede con creces los 200 MW, por lo que además de que su conexión a un SSMM es técnicamente imposible en consideración al tamaño del sistema, la falta de claridad de la regulación tampoco es un incentivo para que estos proyectos se conecten.

Los cambios regulatorios que puedan realizarse, *per se*, no implicarán que los grandes proyectos de hidrógeno, de miles de MW, se conecten a los SSMM, pero sí podrían dar señales a los inversionistas en cuanto a tener claridad de la normativa aplicable a este tipo de proyectos. La propuesta en tal sentido define expresamente este tipo de proyecto como un "Sistema Aislado para procesos productivos".

En términos generales, la propuesta considera la existencia del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) y de un proceso de calificación quinquenal de los sistemas eléctricos no conectados al SEN, para categorizarlos como SSMM, Sistema Aislado para pequeños consumidores o Sistema Aislado para procesos productivos.

Los SSMM dejarían de definirse por una única variable referida a la capacidad instalada de generación, sino que estos se caracterizarían como sistemas destinados a suministrar energía a clientes libres y regulados en poblados cuyo tamaño, ubicación geográfica y otras características particulares justifiquen la necesidad de establecer estándares regulatorios y normativos específicos. Los Sistemas Aislados para pequeños consumidores estarían destinados a suministrar electricidad para actividades comerciales y residenciales a diferencia de los Sistemas Aislados para procesos productivos los que no tendrían por finalidad abastecer a clientes finales sino la producción de bienes o productos.

Otra barrera dice relación con los objetivos de la planificación de los SSMM, puesto que la ley obliga que la expansión sea a costo mínimo, razón por la cual las tecnologías renovables, con altos niveles de inversión, compiten en desventaja con las energías tradicionales. A ello se suma que la planificación solo reconoce inversiones por un periodo tarifario de cuatro años. Por lo tanto, se propone modificar los objetivos de la planificación e igualarlos a los del SEN donde expresamente se señala dentro de los objetivos la diversificación. Asimismo, se habilita a la Comisión para considerar en la planificación inversiones que permitan transformar generación térmica en generación en base a combustibles cero emisiones y la incorporación de proyectos piloto a ser financiados mediante el cargo de servicio público.

Por otra parte, en cuanto a la integración vertical de los SSMM, el equipo consultor concluyó que la desintegración por sí sola no es una medida que permita fomentar la competencia o eliminar barreras para el desarrollo de proyectos de inversión, así como tampoco podría afirmarse que con una medida de este tipo se obtendrían tarifas más bajas o beneficiosas para los clientes finales.

Sin perjuicio de lo anterior, se proponen una serie de medidas orientadas a fomentar la competencia en el segmento de la generación sin forzar una desintegración. Para ello se propone un mecanismo de licitaciones de energías renovables y de almacenamiento compatible con el actual mecanismo de planificación y tarificación.

# 3 Los Sistemas Medianos

De acuerdo al artículo 173° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), los Sistemas Medianos son aquellos sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kilowatts.

Actualmente, en Chile existen nueve SSMM: los sistemas de Cochamó, Hornopirén, Aysén, General Carrera, Palena, Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams, los que se agrupan en tres grandes sistemas:

- a) Los Sistemas Medianos de Los Lagos, que incluyen a Cochamó y Hornopirén. Suman en conjunto una capacidad instalada bruta de 10,495 MW, mayoritariamente en motores diésel. SAGESA, filial de SAESA, es la única empresa que actualmente opera en el sistema de Cochamó, mientras que en el caso de Hornopirén está SAGESA (mayoritaria) y la empresa eléctrica Cuchildeo. La distribución está a cargo de SAESA.
- b) Los Sistemas Medianos de Aysén, que incluyen Aysén, General Carrera y Palena. Cuentan en su conjunto con una capacidad instalada de 66,948 MW distribuida en unidades diésel (53% de la capacidad instalada), unidades hidráulicas de pasada (36% de la capacidad instalada) y una planta eólica (7% de la capacidad instalada).
- c) Los Sistemas Medianos de Magallanes, que incluye Puerto Natales, Punta Arenas, Porvenir y Puerto Williams. Estos sistemas suman una capacidad bruta instalada de 132,27 MW, principalmente en unidades que operan utilizando gas natural como combustible.

Tabla 1: Características de los Sistemas Medianos

Grupos	Sistemas Medianos	Capacidad bruta instalada MW	Tecnología capacidad instalada (%)	Empresa operadora	Otras generadoras empresas
Los Lagos	Cochamó	5,880	74,8% Diésel 25,2% Hidro	SAGESA	Energía Limpia Hidroner
	Hornopirén	4,615	83,4% Diésel 16,6% Hidro		Empresa eléctrica Cuchildeo
Aysén	Aysén	54,330	47,8% Diésel 43,4% Hidro 3,3% Eólica 5,4% Solar	Edelaysén	Empresa eléctrica San Víctor
	General Carrera	7,182	69,8% Diésel 30,2% Hidro		No hay
	Palena	5,436	85,4% Diésel 14,6% Hidro		No hay
	Puerto Cisnes*	2,030	85,2% Diésel 14,8% Hidro		No hay
Magallanes	Puerto Natales	15,025	68,7% Gas Natural 31,3% Diésel	Edelmag	No hay
	Punta Arenas	102,680	81,9% Gas Natural 12,6% Eólica 5,5% Diésel		Pecket Energy Vientos Patagónicos
	Porvenir	11,915	53,4% Diésel 46,6% Gas Natural		No hay
	Puerto Williams	2,650	100% Diésel		No hay

Fuente: elaboración propia en base a estudios entregados por las empresas para proceso tarifario SSMM proceso 2022 – 2026 (<https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/>)

\*En estricto sentido Puerto Cisnes aun no es un SSMM propiamente tal, pues fue incorporado por primera vez en la fijación tarifaria de 2022, sin que, a la fecha, se haya publicado el decreto correspondiente.

# 4 Regulación vigente de los SSMM en Chile y propuesta regulatorias en desarrollo

## 4.1 Regulación vigente de los Sistemas Medianos

La Ley N° 19.940 del año 2004, además de modificar la regulación de los sistemas de transporte de electricidad, estableció un nuevo régimen de tarifas para los SSMM, definidos como aquellos sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.

En el marco de esta nueva regulación, se remitió a un reglamento la dictación de las normas relativas a las exigencias de seguridad y calidad de servicio, las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en la ley, y las relativas a la valorización y expansión de estos sistemas. Las materias antes mencionadas fueron reguladas mediante el Decreto Supremo N° 229, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de valorización y expansión de los Sistemas Medianos ("DS 229/2005").

El año 2015 se dictó el Decreto N° 23 de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de operación y administración de los SSMM establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos ("DS 23/2015"), para regular lo dispuesto en el artículo 173° de la LGSE, en cuanto a la operación coordinada de los SSMM en caso de existir más de una empresa generadora.

Finalmente, los aspectos técnicos de seguridad y calidad de servicio a los que se refiere el artículo 130° de la Ley General de Servicios Eléctricos

("LGSE") y según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 173°, quedaron plasmados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) para Sistemas Medianos del año 2006, la que luego fue actualizada el año 2018 mediante la Resolución Exenta N° 179, de la Comisión Nacional de Energía ("Comisión" o "CNE").

En términos generales, cabe señalar que a los SSMM les resultan íntegramente aplicables todas las normas relativas al valor agregado de distribución y de equidad tarifaria residencial, así como también lo referido a *netbilling*.

Para los efectos de analizar adecuadamente la regulación referida a los SSMM desde el punto de vista de la situación actual y desde la aproximación del presente estudio, donde los proyectos de hidrógeno verde cobran una gran relevancia para el desarrollo de la región y del país, no solo desde el punto de vista económico, sino que desde la mirada de cómo la actual coyuntura podría contribuir con los compromisos de Chile asumidos al momento de apoyar el Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, con miras a ser carbono neutrales al 2050, se revisan las normas que se refieren en particular a los SSMM, como también otras normas contenidas en la LGSE que, sin perjuicio de regular los sistemas eléctricos de capacidad igual o superior a 200 MW, pudiesen relevar aspectos necesarios



de regular en lo referido a la planificación y tarificación de los SSMM.

## 4.2 Materias de la regulación eléctrica establecidas expresamente para los SSMM y otras que podrían resultarles aplicables

En el siguiente cuadro, se señalan las principales materias contenidas en la regulación vigente que se estiman necesarias ser analizadas para efectos del presente estudio en cuanto a las barreras regulatorias para la conexión de proyectos de hidrógeno a la red. Asimismo, se indica si las señaladas materias se encuentran reguladas explícita y especialmente para los SSMM o, en caso contrario, si éstas les resultan aplicables o no.

Tabla 2: Principales materias referidas a los SSMM contenidas en la regulación vigente

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
1	Definición SSMM	Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.	Art. 173° LGSE	SI
2	Objetivo planificación SSMM	Propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones eléctricas.	Art. 173° LGSE	SI
3	Calidad de servicio	Se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio (art. 173).  La calidad de servicio de las empresas distribuidoras de servicio público que operen sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen los reglamentos (art. 130).	Art.173° y 130° LGSE  RE 179/2018 NTSyCS	SI
4	Racionamiento	Se aplicarán las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.	Art. 173° LGSE  Art. 4° DS 229/2005	SI
5	Principios de coordinación de la operación y obligación de sujetarse al Coordinador	Los principios de: 1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; 2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y 3.- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión del art. 72°-1 no aplican a los SSMM. Sin embargo, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los SSMM en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas.	Art. 72°-1 LGSE  DS 23/2015, art. 15 bis y siguientes  RE 179/2018 NTSyCS	Parcial.  El Coordinador realiza la programación de la operación en los SSMM en que exista más de una empresa operando
6	Coordinación en SSMM cuando hay más de una	Deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones.	Art. 173° LGSE	SI

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
	empresa generadora	El reglamento regula las normas del "Comité Coordinador". Estos son los principios de coordinación de la operación de los SSMM donde no se considera el acceso abierto como un principio.	DS 23/2015, art. 2°, 3°, 6° y siguientes  RE 179/2018 NTSyCS	
7	Cargo por servicio público	El presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93° de la LGSE, será financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios, a través de un cargo por servicio público.  "Dentro del cargo por servicio público, se considerará un pago adicional máximo, que tendrá por objeto financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas a que se refiere el artículo 212°-14, y que será diferenciado por tramos...".  Créase un Fondo de Estabilización de Tarifas, el cual será administrado por la Tesorería General de la República, y cuyo objeto será la estabilización de las tarifas eléctricas para clientes regulados y durará hasta el 31 de diciembre de 2032.	Art. 212°-13  Ley 21.472, que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, artículo 1°, numerales 1 y 2	NO.  La norma no se refiere expresamente a los SSMM, pero al señalar que corresponde el pago a todos los clientes finales se entienden incluidos los clientes de los SSMM <sup>1</sup>
8	Planificación en los SSMM	Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada SSMM, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años.	Art. 174° LGSE  DS 229/2015	SI
9	Metodología planificación SSMM	Estudios técnicos elaborados por una empresa consultora contratada por la empresa operadora del SSMM de acuerdo a bases técnicas elaboradas por la Comisión y sujetas a discrepancias ante el Panel de Expertos.  La Comisión revisa los estudios, efectúa correcciones y estructura las tarifas. En caso de desacuerdo de las empresas resuelve el Panel.	Art. 174° y siguientes LGSE  DS 229/2015	SI

<sup>1</sup> Así lo entendió CGR durante la tramitación del DS 44/2017, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento del Panel de Expertos, cuerpo normativo que reguló las materias referidas al procedimiento de cálculo, recaudación y pago del cargo por servicio público (art. 25 y siguientes).

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
		La Comisión envía el informe técnico definitivo al Ministerio de Energía para la correspondiente dictación del decreto tarifario.		
10	Horizonte planificación	No inferior a 15 años.	Art. 176° LGSE	SI
11	Priorización ERNC	Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.	Art. 174° bis LGSE	SI
12	Precios	Los precios se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.	Art. 174°, 175° y 176° LGSE	SI
13	Estructura tarifaria	La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.	Art. 174° LGSE	SI
14	Tasa actualización	10% real I.	Art. 174° LGSE	SI
15	Fórmulas de indexación	El decreto tarifario deberá contener las fórmulas de indexación.	Art. 177° y 178° LGSE DS 229/2005	SI
16	Vigencia decreto tarifario, retroactividad y reliquidaciones	Una vez vencido el periodo de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto. No obstante, lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el periodo	Art. 178° LGSE DS 229/2005, art. 46 y 47 (reliquidaciones)	SI

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
		transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente.		
17	Plazos proceso planificación	Antes de 12 meses del término del periodo de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en SSMM las bases preliminares de los estudios.	Art. 177° LGSE	SI
18	Proceso de registro de usuarios e instituciones interesadas	Tres meses antes de la publicación de las bases preliminares la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones interesadas, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, de acuerdo con las normas de la Ley y la reglamentación vigente.	Art. 8 DS 229/2005	SI
19	Catastro de proyectos de generación y transmisión	Las bases establecen que, para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y transmisión de cada SSMM, le corresponde a la Comisión analizar la disponibilidad de oferta de generación y transmisión en el mediano y largo plazo en dichos sistemas. Se enviará a los promotores de proyectos que han manifestado su intención de conectarse a algún SSMM, un oficio indicándoles las condiciones, requisitos y antecedentes establecidos en las bases para ser parte del catastro de proyectos a considerar en la determinación del plan antes mencionado.	RE CNE 120/2022 Bases para la realización del estudio de SSMM  RE CNE 429/2022 que establece catastro	SI
20	Promotores de proyectos	Se enviará a los promotores de proyectos que han manifestado su intención de conectarse a algún SSMM, un oficio indicándole las condiciones, requisitos y antecedentes establecidos en las bases para ser parte del catastro de proyectos a considerar en la determinación del plan antes mencionado.	RE CNE 120/2022 Bases para la realización del estudio de SSMM	SI
21	Obligatoriedad de planes de expansión	Los planes de expansión de instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 176°, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en SSMM, mientras dichos planes se encuentren vigentes.	Art. 179° LGSE	SI
22	Retraso en el desarrollo de las	Las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en las tarifas.	Art. 179° LGSE  Art. 25 DS 229/2005	SI

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
	inversiones decretadas	La Comisión otorgará su autorización sólo en la medida que estime que el adelanto o atraso correspondiente no producirá deterioro en las condiciones de seguridad y calidad de servicio con que opera el SSMM que corresponda. En caso de producirse fallas o incumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la norma técnica, la empresa no podrá invocar la señalada autorización de la Comisión, si fuere el caso, para eximirse del pago de compensaciones, multas y/o sanciones que corresponda aplicar conforme la normativa vigente.		
23	Fiscalización cumplimiento plan expansión	En el caso de verificarse atrasos en la entrada en operación de los proyectos establecidos en el plan de expansión vigente, los cuales no hayan sido autorizados por la Comisión, corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("Superintendencia" o "SEC"), en la forma y oportunidad que ésta determine, comprobar y sancionar el incumplimiento de la normativa vigente, según corresponda.	Art. 26 DS 229/2005	SI
24	Estudio Interperiodo	En el periodo que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas en los estudios.	Art. 180° LGSE Art. 24 DS 229/2005	SI
25	Panel de Expertos	Solo para discrepar las bases técnicas de los estudios y las correcciones que hubiese efectuado la CNE a los mismos.	Art. 177° LGSE Art. 28, letras o) y p) del DS 44/2017	SI
26	Resolución de controversias entre empresas de los SSMM	Se presentarán ante la SEC. Especial referencia se hace a las controversias referidas a las normas relativas al despacho, repartición de la recaudación y operación, conexión de las instalaciones de transmisión y determinación y valorización de las transferencias de electricidad entre los integrantes.	Art 42, 43 y 44 DS 23/2015	SI
27	Obligación empresas concesionarias de distribución	Las empresas concesionarias de distribución que operen en SSMM estarán sujetas a las mismas exigencias y obligaciones aplicables a las empresas concesionarias de distribución que operan en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a la determinada para los SSMM.	Art. 3° DS 229/2005	SI

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
28	Interconexión, retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones	<p>Toda unidad generadora deberá comunicar por escrito su fecha de interconexión al SSMM respectivo, con una anticipación no inferior a 6 meses, a la Comisión con copia a la Superintendencia y al Comité Coordinador si correspondiere. En el caso de las instalaciones de transmisión se deberá cumplir con la misma obligación. Igual plazo y procedimiento para el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones que no sea por fallas o mantenimiento, de una central o instalación de transmisión.</p> <p>En casos calificados y previo informe de seguridad del Comité Coordinador respectivo, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos y fechas señaladas. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por 6 meses el plazo señalado en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o el cese de operaciones puede generar riesgo para la seguridad del sistema, previo informe de seguridad del Comité Coordinador respectivo.</p>	Art. 28° DS 23/2015	SI
29	Conexión de nuevas instalaciones a los SSMM	<p>La conexión de toda nueva instalación, de generación, almacenamiento, transmisión o de clientes, que se conecte al sistema de transmisión o de distribución deberá cumplir con las exigencias mínimas para el diseño de instalaciones contenidas en la NT y normativa vigente y contar con la autorización de la operadora principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará, previo a su puesta en servicio.</p> <p>La operadora principal deberá verificar los impactos que el proyecto provoque en el SSMM y en sus condiciones de seguridad y calidad de servicio con el objeto de definir los requerimientos adicionales que deberá cumplir y las adecuaciones que se deberán realizar en las instalaciones existentes que se vean afectadas por su conexión.</p>	RE 179/2018 NTSyCS, capítulo 4	SI
30	Repartición y recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados	Las empresas de distribución que operen en cada SSMM deberán, mensualmente, pagar a las empresas que operen las instalaciones de generación y transporte del sistema, un monto total equivalente a los consumos de energía y potencia del mes anterior, valorizados a los precios establecidos en el decreto tarifario vigente, considerando las indexaciones que correspondan. El monto total a pagar que se deba facturar por concepto de generación-transporte, se distribuirá entre los agentes operadores de cada SSMM, de acuerdo a la normativa de repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia que corresponda.	Art. 31 y siguientes DS 23/2015	SI
31	Declaración en construcción de instalaciones	Las empresas deberán presentar a la Comisión los antecedentes y documentos justificativos que correspondan. Asimismo, deberán comunicar los plazos estimados de entrada en operación para los efectos de que dichas instalaciones puedan ser consideradas en construcción por la Comisión.	Art. 37 y 38 DS 23/2015	SI

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
	generación y transmisión	La Comisión podrá dejar de considerar en construcción a todas aquellas instalaciones cuyos propietarios no hayan cumplido con la obligación de informar establecida en el reglamento.		
32	Clientes libres	En caso de existir clientes libres en el SSMM respectivo, para efectos de aplicar el procedimiento de repartición de la recaudación proveniente de la venta de energía y potencia a los clientes regulados, para cada empresa generadora se deberán descontar de la suma total de la energía inyectada por sus unidades de generación durante el periodo de facturación los consumos de los clientes libres abastecidos por dicha empresa generadora, incluidas las pérdidas que correspondan.	Art. 35 DS 23/2015	Parcialmente.  La existencia de clientes libres se menciona solo a nivel reglamentario y de una manera muy acotada.
33	Suministros regulados	Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican (en lo que interesa del art. 147°): 2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación; 3.- Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.	Art. 147° LGSE	SI.
34	Precio de nudo promedio y ajuste	Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios generación que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos.  En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 megawatts el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir	Art. 157 <sup>o2</sup> LGSE	NO.  Sólo los SSMM de Hornopirén y Cochamó participan del proceso de precio nudo promedio <sup>3</sup> .

<sup>2</sup> La LGSE habla de “superior” a 200 MW lo que implica que a los sistemas de capacidad instalada igual a 200 MW, los que ya no son SSMM según la definición del artículo 173° no les sería aplicable esta norma. Se trata de una imprecisión que debiese modificarse porque obviamente la intención del legislador era excluir a los sistemas de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW.

<sup>3</sup> Esta consideración de los SSMM de Cochamó y Hornopirén ha sido una práctica habitual en los decretos de precio de nudo promedio, en virtud de una interpretación aceptada por la Contraloría General de la República, considerando que SAGESA, distribuidora de los señalados SSMM, es del mismo grupo que SAESA, empresa concesionaria del Sistema Eléctrico Nacional sobre las que se hace el cálculo del precio de nudo promedio.



N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
		dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.		
35	Reconocimiento de generación local (RGL)	En aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts <sup>4</sup> , se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.	ART. 157° LGSE	NO.
36	Equidad tarifaria residencial	En el conjunto de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts, las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, calculadas sobre la base de un consumo tipo, incrementado en un 10% del mismo, considerando una muestra representativa.	Art.191° LGSE	SI.
37	Netbilling	Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente de manera individual o colectiva, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.  La única mención expresa a los SSMM dice relación con el traspaso de remanentes no descontados que requiere de una regla distinta a la de los sistemas iguales o superiores a 200 MW. Para los SSMM los remanentes no descontados deberán ser incorporados en las tarifas traspasables a cliente final con la periodicidad y forma que determine el reglamento.	Art. 149° bis y siguientes  Art. 149° ter inc. Final hace una mención expresa.	SI.  Solo en cuanto al tratamiento de remanentes no descontados de donde se infiere que el mecanismo completo es aplicable a los SSMM.
38	Mecanismo estabilización de precios de electricidad	Mecanismo enfocado a clientes regulados complementado por el mecanismo transitorio de protección al cliente que impide el alza de las tarifas eléctricas.  "Por su parte, para el caso de los sistemas medianos, la componente de energía y potencia será estabilizada a su valor vigente al 31 de octubre de 2019, de acuerdo al procedimiento de implementación del mecanismo de estabilización de precios establecido en la ley N° 21.185 y la resolución exenta que la Comisión Nacional de Energía dictará para tal efecto.". (inc. Final artículo decimotercero transitorio Ley 21.194).	Ley 21.185 (establece el año 2019 el mecanismo) y Ley 21.194 (prorroga el mecanismo)  Ley 21.472, explicita que el mecanismo	SI.

<sup>4</sup> Por consistencia normativa el legislador debió haber señalado "igual o superior a 200 MW".

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
			creado el año 2019 es aplicable a los SSMM.	
39	Giro exclusivo distribución	Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la ley N° 18.046 y a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la misma ley. Asimismo, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.	Art. 8 ter LGSE <sup>5</sup> .	NO.*
40	Planificación Energética de largo plazo	Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.	Art. 83 LGSE	NO
41	Polos de desarrollo	En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación eléctrica.  El inciso segundo del art. 85° acota la existencia de los polos de desarrollo solo al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).	Art. 85° LGSE	NO
42	Intercambio internacional de servicios eléctricos	La exportación y la importación de energía y demás servicios eléctricos desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía.  En caso de que se solicite la autorización para exportar o importar energía eléctrica y demás servicios eléctricos desde y hacia los SSMM, el Ministerio podrá solicitar los antecedentes y la información que estime necesaria a la empresa generadora que se encuentre operando en el respectivo sistema o al comité coordinador señalado en el DS 23/2015, en caso de que exista más de una empresa generadora operando.	Art. 82° LGSE  DS 142/2016 del Ministerio de Energía	SI.  La ley no explicitó que también era aplicable a los SSMM, sin embargo, el reglamento si se refirió a ello <sup>6</sup> .

<sup>5</sup> En el numeral 4.3.6 se detalla y profundiza en las razones por las que esta norma resulta aplicable a las concesionarias de distribución de los SSMM.

<sup>6</sup> CGR durante el control de legalidad del reglamento zanjó el punto estimando que primaba lo señalado en el art. 82° en cuanto a que la norma era aplicable a todo el territorio nacional por lo que el reglamento lo que hizo fue explicitar lo anterior entendiendo que las funciones del Coordinador debían ser realizadas por el Comité Coordinador. En tal sentido dejó fijado el criterio de que el Coordinador solo puede realizar las funciones que la ley expresamente le ha otorgado y éstas están acotadas al SEN, salvo que la ley diga expresamente otra cosa como en el caso de la programación de la operación en los SSMM con más de una empresa operando.

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
43	Interconexión internacional	Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.	Art. 78° LGSE	SI.  La definición legal se refiere a sistemas eléctricos en el "territorio nacional" lo que incluye a los SSMM.
44	Acceso abierto	Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.	Art. 79° LGSE	NO.  A los SSMM no les aplica la regulación de este artículo, sin embargo, el acceso está consagrado en la norma técnica.
45	Paso de SSMM a sistema eléctrico igual o superior a 200 MW	No está regulado.	No está regulado	NO
46	Paso de sistema aislado (SSAA) a SSMM	Las empresas propietarias de medios de generación que operan en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación haya superado los 1.500 kilowatts, y sobre los cuales no se encuentre en vigencia el decreto de fijación de precios de nudo, deberán comunicar a la Comisión tal condición dentro de los 60 días siguientes a la fecha en que dicho sistema ha sobrepasado la capacidad instalada de generación referida. La Comisión deberá dar inicio al proceso de fijación tarifaria correspondiente dentro de los 120 días siguientes a la recepción de la comunicación señalada.	Art. 7° DS 229/2005	SI
47	Interconexión entre SSMM	No está regulado.	No está regulado	NO
48	Valor agregado de distribución (VAD)	No se reproduce el texto por extensión de la regulación referida al VAD.	Art. 182 y siguientes LGSE	NO*.

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
				La ley no los exceptúa ni tampoco acota esta regulación a sistemas de capacidad instalada igual o superior a 200 MW. Tampoco establece una regulación especial para esta materia.
49	Decreto de emergencia	En casos de sismos o catástrofes naturales, el Presidente de la República, previo informe del Ministerio de Energía, podrá dictar un decreto de emergencia energética, en el cual dispondrá de las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la emergencia energética producida a raíz de sismos o catástrofes naturales, y principalmente para asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precios.	Art. 72°-21	NO*  Sin embargo los sismos o catástrofes pueden ocurrir en cualquier parte del territorio nacional.
50	Autoprodutores	Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios o de terceros, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.	DS 88/2020, reglamento para medios de generación de pequeña escala, art. 7° letra d)  DS 125/2017, reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico, art 2°, letra b)	NO*
51	Integración vertical	En los SSMM la estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas	Art. 174° inc. 2 LGSE establece la integración.	SI.  Las restricciones establecidas en el art. 7° LGSE no aplica

N°	Materia	Contenido	Norma legal/reglamentaria/técnica	Existe regulación explícita
		<p>verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.</p> <p>Restricciones art 7°: Las sociedades de transmisión nacional no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.</p> <p>La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión nacional, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión nacional, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema nacional.</p>	<p>DS 229/2005, arts. 5 y 35</p> <p>Restricciones art. 7° LGSE no aplican a los SSMM</p>	<p>a los SSMM. Esa norma se refiere expresamente a los sistemas de transmisión nacional, zonal y de polos de desarrollo.<sup>7</sup></p>
52	Almacenamiento	<p>El art. 8 bis se refiere a los sistemas de almacenamiento que se conectan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) los que deberán constituir una sociedad con domicilio en Chile. A su vez, los sistemas de almacenamiento están sujetos a la coordinación del Coordinador y están obligados a las compensaciones por indisponibilidad de suministro.</p>	Art. 8 bis, 72°-2 y 72°-20	<p>NO.</p> <p>La regulación no contempla la incorporación de sistemas de almacenamiento a los SSMM.</p>

\* La ley/reglamento no explicitó que también era aplicable a los SSMM, sin embargo, en consideración a la materia debe entenderse extensivo a dichos sistemas.

<sup>7</sup> Las normas referidas a los sistemas de transmisión resultan aplicables solo al Sistema Eléctrico Nacional y no a los SSMM. El legislador señala expresamente en el artículo 73°, al definir sistemas de transmisión, que la operación de estos sistemas deberá sujetarse a la coordinación del artículo 72°-1, la que es realizada por el Coordinador, organismo cuyas funciones, por expreso mandato legal, fueron acotadas al Sistema Eléctrico Nacional. De lo anterior, solo cabe concluir que las normas expuestas no son aplicables a los SSMM, salvo las expresas excepciones legales que se han señalado anteriormente.

## 4.3 Análisis de la regulación vigente de los SSMM considerando las modificaciones actualmente en tramitación

En la presente sección se realiza un análisis de las materias señaladas en la Tabla 2 considerando la nueva regulación en materia de SSMM que el Ministerio de Energía se encuentra actualmente impulsando. Se trata del Decreto Supremo N° 2/2022, del Ministerio de Energía, que modifica el Decreto Supremo N° 23, de 2015, que aprueba reglamento de operación y administración de los Sistemas

Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos (DS 2/2022), el que actualmente se encuentra retirado de la Contraloría General de la República; la modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos, en trámite de aprobación presidencial<sup>8</sup> que incorpora el concepto de "Sistema generación - consumo", a las definiciones del artículo 225° de la Ley.

### 4.3.1 Definición de SSMM y transición a un sistema eléctrico igual o superior a 200 MW

La LGSE definió a los SSMM solo en consideración a la capacidad instalada como aquellos sistemas de capacidad superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 MW, sin tener a la vista ninguna otra variable para tal distinción, como podría ser el uso de las redes, el uso del territorio, la localización del sistema, el tipo de usuarios del sistema, el número de usuarios, entre otros.

Lo anterior, habiendo transcurrido más de 18 años desde la regulación de los SSMM, plantea una serie de desafíos, principalmente porque la definición de un sistema en base a la capacidad instalada es una definición rígida y estática que no se ajusta a nuevos requerimientos y desafíos, donde el límite de capacidad definida es solo un reflejo de las necesidades de un momento específico. Lo señalado, es una realidad al día de hoy, puesto que, frente a la dimensión de gran escala de los proyectos de hidrógeno, **la**

**restricción de los 200 MW es una barrera para dichos proyectos en el sentido de que la probabilidad de que un SSMM pase a ser un sistema de capacidad instalada igual o superior a 200 MW producto de la interconexión con un gran proyecto son altas.** La situación cobra aun mayor relevancia cuando la regulación vigente no considera ningún mecanismo de transición para pasar de un SSMM a un sistema igual o superior a 200 MW. Asimismo, tampoco existe regulación en cuanto a si puede existir más de un Sistema Eléctrico Nacional, en particular por la definición del artículo 225°, letra b) de la LGSE la que da entender que se trata de un solo sistema, sin embargo, y, por otra parte, el legislador no exigió que un SSMM que alcance los 200 MW dejando de ser con ello, por definición legal, un SSMM, deba interconectarse al SEN. Lo anterior genera una serie de interrogantes y problemas a resolver, entre otros, la coordinación del

<sup>8</sup> Oficio N° 17.804, de 24 de octubre de 2022, del Presidente de la Cámara de diputados a S.E. el Presidente de la República, informando que el congreso Nacional aprobó el proyecto de ley que promueve el

almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad correspondiente al Boletín N° 14.731. (Información al 28 de octubre 2022).

señalado sistema y la normativa aplicable al mismo, así como un plazo razonable para poder adecuarse a la normativa que rige a los sistemas de tamaño superior.

Por otra parte, **la situación descrita también se constituye en una barrera para la transición hacia una matriz renovable**, la que por sus características técnicas requiere de una mayor capacidad instalada para abastecer a la misma demanda que un sistema térmico. En tal sentido, mientras más generación renovable exista, son mayores las posibilidades de exceder el límite superior de un SSMM generándose la incertidumbre del paso de un SSMM a un sistema de capacidad instalada igual o superior a 200 MW.

Como ya se ha señalado, una dificultad es la inexistencia de regulación referida al paso de SSMM a sistema de capacidad instalada igual o superior a 200 MW. Al no existir certidumbre del proceso y de la necesaria transición que le permita al SSMM aplicar la normativa correspondiente en aspectos de planificación y tarificación, materias en que los cambios son relevantes, se genera una barrera natural para que ello no ocurra.

Finalmente, cabe señalar que **la Ley tampoco es clara en cuanto a si un proyecto de hidrógeno, de capacidad igual o superior a los 200 MW y desconectado de otro sistema eléctrico, debe ser considerado como un sistema eléctrico independiente** al cual le aplicaría toda la

regulación contenida en la normativa vigente. Esta incertidumbre de carácter legal es importante que sea resuelta para darle claridad a los inversionistas.

La modificación propuesta – en cuanto a modificar el límite de la capacidad instalada – podría resolver algunos de los problemas y barreras enunciadas respecto a la incorporación de proyectos de hidrógeno, más bien de pequeña escala. Sin embargo, el equipo consultor estima que se trata de una solución temporal, la que probablemente en el futuro quedará sobrepasada por la realidad, tal como está ocurriendo ahora.

Por otra parte, la definición es explícita en señalar que la capacidad instalada de generación es para abastecer a los clientes regulados. Esta precisión podría tener importantes consecuencias para efectos de la planificación de los SSMM donde debe considerarse necesariamente la totalidad de la demanda.

Atendida la importancia e implicancias de estas materias éstas se analizan en mayor profundidad con miras a proponer nuevos criterios para definir a los SSMM donde sea posible hacerse cargo de los nuevos desafíos que plantean el desarrollo de grandes proyectos de hidrógeno verde y la necesidad de contar con una matriz renovable.

---

## 4.3.2 Transición de un sistema aislado a un SSMM

---

A su vez, el paso de sistemas aislados, aquellos cuya capacidad instalada es igual o inferior a 1.500 kilowatts, a SSMM cuenta con una regulación absolutamente insuficiente que requiere ser ajustada. Al respecto es el DS 229/2005 en su art. 7°, el que se refiere a la materia estableciendo la obligación de informar a la Comisión dentro de los 60 días siguientes al cumplimiento de la condición a efecto que ésta dé inicio al correspondiente proceso de fijación tarifaria dentro de los 120 días siguientes. Esta norma, en la práctica no

se ha aplicado nunca por las dificultades que trae aparejado pasar de un sistema a otro sin la debida transición.

En el caso del paso de un sistema a otro es necesario señalar que existe otra variable a tener presente, que dice relación con la seguridad y calidad de servicio y con los distintos niveles de exigencias existentes en la normativa aplicable según el sistema del que se trate.

## 4.3.3 Planificación y tarificación

Actualmente, en los SSMM, los planes de expansión de las instalaciones de generación y transmisión y los precios regulados a nivel de generación y transmisión se establecen en virtud de un decreto dictado por el Ministerio de Energía, cada cuatro años, sobre la base de un estudio con miras al desarrollo óptimo de las inversiones, velando porque la operación de las instalaciones preserve la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantice la operación más económica para el conjunto de las instalaciones eléctricas.

Los precios regulados a nivel de generación y transmisión se calculan sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico, de acuerdo al procedimiento establecido en los artículos 174° y siguientes de la LGSE, lo dispuesto en el DS 229/2005 y las bases que regulan el correspondiente proceso tarifario. La ley considera una duración de 12 meses para el proceso, donde la Comisión debe elaborar las bases, las cuales van al Panel de Expertos que resuelve los eventuales desacuerdos. Luego, las empresas deben realizar los correspondientes estudios, los que son revisados y corregidos por la Comisión, la que elabora un informe técnico. Las empresas deben formalizar su acuerdo o desacuerdo con el señalado informe y en caso de desacuerdo es el Panel de Expertos quien resuelve. Con el informe técnico definitivo, el Ministerio de Energía procede a elaborar los correspondientes decretos tarifarios con las tarifas, fórmulas de indexación y planes de expansión obligatorios para las instalaciones de generación y transporte. El proceso considera una tasa de descuento del 10% después de impuestos y la utilización de criterios de costos medios eficientes.

En caso de desviaciones en las condiciones de oferta y demanda que se encuentren fuera de las tolerancias establecidas en el estudio que dio origen al decreto de planificación y tarificación vigente, y así lo soliciten las empresas operadoras de los sistemas

medianos, se puede realizar un estudio interperiodo con el fin de modificar el nivel tarifario, de acuerdo a lo establecido en el artículo 180° de la LGSE.

En el segmento de generación de los sistemas interconectados la planificación es una decisión privada, a diferencia de los SSMM donde se trata de una planificación centralizada cuyo plan de expansión es de carácter obligatorio. En materias tarifarias, en los sistemas interconectados, se realizan licitaciones de suministro, a diferencia de los SSMM donde las tarifas son producto de una planificación centralizada y quedan fijadas durante cuatro años en virtud de un decreto del Ministerio de Energía.

En relación al segmento de transmisión, en los sistemas de capacidad instalada igual o superior a 200 MW, la planificación es centralizada, las obras son licitadas por el Coordinador y finalmente ejecutadas por privados. Además, existe un estudio de valorización de los sistemas de transmisión para las instalaciones más antiguas que ya hayan cumplido con 20 años luego de su puesta en operación.

En el caso de los SSMM la transmisión está regulada en los mismos términos que la generación, es decir, es centralizada y vinculante. Las reglas del segmento de distribución se mantienen inalterables. En el caso de los SSMM, los cargos de transporte, energía y potencia quedan determinados por los Precios de Nudo, valores que provienen del estudio tarifario que se realiza cada cuatro años.

Las normas referidas a la planificación de los SSMM también ameritan una revisión. El primer problema que salta a la vista son los plazos legales y los tiempos considerados en la LGSE para el proceso tarifario. **Los plazos establecidos no se condicen con la realidad del proceso generando múltiples demoras e incertidumbre para los agentes**, lo que en definitiva genera retrasos en la aplicación de las nuevas tarifas con sus correspondientes reliquidaciones. Lo anterior afecta, por un lado, a los usuarios finales por



las reliquidaciones tarifarias y al sistema en su conjunto por las demoras en las obras de expansión establecidas en los correspondientes decretos, pero por otro lado a todo el resto de los agentes (operadores y generadores) quienes deben convivir con la incertidumbre del cumplimiento de los plazos y las fechas de entrada de las obras establecidas en los mismos decretos. Así ocurrió, por ejemplo, en los Decreto 2T/2019, 4T/2019, todos del Ministerio de Energía, que establecían la obligación de desarrollar obras en Cochamó, Hornopirén y Punta Arenas con una fecha anterior a la publicación de los mismos decretos en el Diario Oficial

Por otra parte, los objetivos de la planificación de los SSMM **han hecho difícil la consideración de energías renovables**, y en general de proyectos de altos niveles de inversión y bajos costos de operación. A pesar del artículo 174° bis de la LGSE (que señala que *los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema*), no ha sido posible incorporar más renovables, por lo que deberían revisarse e incorporarse objetivos que permitan la diversificación para lograr una adecuada transición a una matriz más renovable. El señalado artículo no resulta efectivo porque las alternativas renovables compiten con las alternativas tradicionales en el proceso de optimización, donde las primeras, que requieren altos niveles de inversión deben incorporar en el precio los riesgos asociados a una redefinición de tarifas cada cuatro años, lo que causa que compitan en desventaja, pues la ley obliga a que se concluya en una expansión a mínimo costo, sin tener en cuenta otras consideraciones como las ambientales o la promoción de energías renovables no convencionales.

En el mismo sentido, sería beneficioso que los SSMM fuesen **considerados en la planificación energética de largo plazo** y que ésta, a su vez, alimente la planificación de los SSMM, a fin de tener una mirada país de largo plazo que incluya todas las regiones.

Asimismo, sería pertinente modernizar el procedimiento de planificación y llevarlo a los estándares de las últimas modificaciones legales en materia de transmisión y distribución en cuanto a participación, transparencia y disminución de asimetrías. Si bien es cierto, materias como el registro de participación ciudadana, la promoción de proyectos y el catastro de los mismos están actualmente operativas al haberse ido incorporando en las bases de licitación del estudio y en otros actos administrativos de la CNE, sería beneficioso que el procedimiento completo en sus principales etapas esté consagrado en su totalidad en la ley o al menos a nivel reglamentario.

Todas las mejoras y certezas en materias de planificación de los SSMM son una contribución al desarrollo de los proyectos de hidrógeno puesto que la certeza jurídica y la claridad de los procesos son de vital importancia para que los inversionistas opten por desarrollar sus proyectos en Chile.

Por otra parte, también resultaría aconsejable que el proceso tarifario se asemejara a los otros procesos en cuanto a la existencia del registro público de participación ciudadana, lo que permitirá a todos los integrantes del mismo recurrir al Panel de Expertos, tanto para efectos de la determinación de las bases del estudio como para efectos del informe final del mismo, el que debe servir de sustento del decreto tarifario. La idea de un estudio único y la existencia de un comité revisor se visualiza como un avance del proceso vigente donde los estudios son elaborados por las empresas y luego revisados por la Comisión. De igual manera, resulta conveniente otorgarle competencia al Panel de Expertos para que resuelva las controversias entre las empresas que operan en los SSMM respecto a la operación y administración de dicho sistema como conocer las discrepancias por el régimen de acceso abierto.

En cuanto a la determinación de los precios regulados de los segmentos de generación y transmisión de los SSMM calculados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 174°, sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los señalados segmentos, de sistemas eficientemente dimensionados, y

considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico, cabría preguntarse si la consideración del abastecimiento total de la demanda incluye a los clientes libres o solo se refiere a los clientes regulados. De acuerdo a lo dispuesto en el señalado artículo, algunos podrían entender que se está refiriendo solo a la demanda regulada por tratarse de precios regulados. El artículo 175° de la LGSE habría que entenderlo en armonía con el artículo 174° que se está refiriendo a precios regulados. No obstante lo anterior, otros podrían interpretar que sí se incluyen los clientes libres al hablar de la totalidad de la demanda. Lo anterior no ha sido objeto de mayores problemas frente a la casi nula existencia de clientes libres en los SSMM. Sin embargo, en caso de que existan clientes libres derivados del desarrollo de la industria del hidrógeno estaríamos en presencia de una materia que requeriría ser resuelta. Más allá de la interpretación del texto legal, las consecuencias prácticas de una u otra alternativa son relevantes por lo siguiente:

- En caso de interpretarse que la planificación debe realizarse sólo sobre la demanda regulada, entonces, en el caso de aparecer clientes libres en los SSMM, el sistema quedaría desadaptado, pues la generación y la transmisión sólo estarían planificadas para abastecer la demanda de algunos clientes siendo por lo tanto la demanda mayor que la oferta.
- En caso de interpretarse que la planificación debe realizarse considerando toda la demanda, el sistema debiera mantenerse

adaptado, sin embargo, cabría preguntarse hasta qué punto se deben socializar los mayores costos de generación y transmisión adicional producto de nueva demanda libre con los clientes regulados.

En cuanto a los mecanismos de equidad de tarifas de los SSMM, hay materias importantes de analizar. Actualmente en la LGSE existen algunos mecanismos de equidad que no resultan extensivos a los SSMM como son las normas referidas al precio de nudo promedio y al reconocimiento de la generación local. Hoy únicamente les resultan aplicables las normas de equidad tarifaria residencial (que aplica sólo a las tarifas residenciales, que en la práctica sólo corresponde a la BT1). Por otro lado, como ya se señaló anteriormente, la situación de Cochamó y Hornopirén, SSMM que sí son considerados en el precio de nudo promedio, son un reflejo más de esta situación de inequidad. Lo anterior no sólo tiene consecuencias para los clientes de los SSMM, sino que además afecta a la expansión de los SSMM, en particular la de aquellos sistemas cuyos combustibles están subvencionados, pues dicha subvención hace aún más difícil que nuevos proyectos puedan competir. Si dicha subvención fuese reemplazada por mecanismos de equidad que impidan el alza desmedida de los costos a clientes finales, entonces la competencia entre proyectos podría ser en base a sus costos de desarrollo reales (sin subvenciones de por medio).

## 4.3.4 Aplicación de las leyes N° 21.185, N° 21.194 y N° 21.472 a los SSMM

Otras materias relacionadas con las tarifas devienen de la Ley 21.185 que estableció un **mecanismo de estabilización de precios de electricidad**. La referida ley no realizó ninguna referencia a que fuera aplicable a los SSMM. Sin embargo, tal situación fue resuelta por la Ley N° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de la

distribución eléctrica, la que en el inciso final del artículo decimonoveno transitorio reguló el tema, estabilizando la componente de energía y potencia de los SSMM al 31 de octubre de 2019, haciéndoles extensivo el mecanismo de estabilización. A su vez, la Ley 21.472, se refirió expresamente a los SSMM haciendo extensivo a los mismos el mecanismo transitorio de protección al

cliente, complementario del mecanismo de estabilización ya existente. No obstante que la normativa recién señalada tiene una incidencia directa en las tarifas, esta situación es de muy bajo impacto para los proyectos de hidrógeno en consideración a que se trata de temas transitorios que debiesen concluir el 31 de diciembre de 2032.

En relación al Fondo de Estabilización de Tarifas, cabe referirse al cargo por servicio público. Este cargo debe ser pagado por todos los clientes regulados, sin distinción del

sistema al que pertenecen y está destinado a financiar el presupuesto del Coordinador Eléctrico Nacional, el Panel de Expertos y el Estudio de Franja. La ley 21.472 agregó que al cargo por servicio público debía agregarse un pago adicional máximo para financiar el Fondo de Estabilización de Tarifas.

---

## 4.3.5 Interconexión entre SSMM e interconexión internacional

---

En opinión del equipo consultor, otra materia no regulada y que debiese ser resuelta es la interconexión entre SSMM, cuestión que puede ocurrir en la práctica y que requiere del establecimiento de una regulación que se haga cargo de establecer un procedimiento que lo considere en la planificación y tarificación.

Por otra parte, particular atención merece la regulación de la interconexión internacional y el intercambio internacional de servicios eléctricos. Lo anterior, considerando que la interconexión con Argentina es una alternativa viable de ser estudiada en cuanto a los beneficios que esto pudiese traer para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno.

A pesar de que las disposiciones de la LGSE sobre la materia no son del todo claras (en cuanto a si estas normas resultan o no aplicables a los SSMM, por cuanto los artículos 78° y 82° de la LGSE se ubican en el Título III de la misma, referido a los sistemas de transmisión eléctrica, título que en términos generales no resulta aplicable a los SSMM considerando además que la ley

establece la intervención del Coordinador), la Contraloría General de la República ("CGR") zanjó el tema durante la tramitación del DS 142/2016 del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento que fija los requisitos y procedimientos aplicables a solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos, al permitir que los requerimientos de información se hagan a la empresa operadora del SSMM o al Comité Coordinador. Sin embargo, lo señalado no resulta del todo consistente con lo dispuesto en el artículo 99° bis de la LGSE referido a la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional donde estas obras se valorizan en términos generales de acuerdo a las reglas de valorización de la transmisión de sistemas eléctricos de capacidad instalada igual o superior a 200 MW y son pagadas por los clientes finales a través del cargo del artículo 115° de la LGSE, referido a la transmisión, cargo que no resulta aplicable a los usuarios finales de los SSMM. En la práctica nunca se ha aplicado esta norma, pero sería conveniente clarificar el marco regulatorio.

---

## 4.3.6 Obligación giro exclusivo de distribución

---

La existencia de los clientes libres con la actual regulación donde se permite la integración vertical entre empresas generadoras y distribuidoras es otro desafío a ser analizado.

La Ley 21.194 introdujo mediante el artículo 8 ter la obligación para las empresas distribuidoras de tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. El objetivo de establecer en virtud de una ley la obligación del giro exclusivo fue la necesidad de transparentar los costos e ingresos derivados de la actividad tarifada para diferenciar la actividad regulada de otras. Además, se quería evitar que empresas reguladas prestaran servicios competitivos para así resguardar las condiciones de competencia de los mercados ubicados aguas abajo de la distribuidora.

Cabe destacar que se excluyó expresamente del giro exclusivo de distribución la venta de energía y potencia a clientes libres. La CNE determinó que esta obligación se entendería vigente a partir del 28 de julio de 2020<sup>9</sup>. También se excluyó la venta de productos o servicios no imprescindibles para la prestación del servicio de distribución, entre otras, actividades asociadas a la eficiencia energética o venta de servicios asociados al *netbilling*. Para todos los efectos, la normativa de *netbilling* resulta plenamente aplicable a los SSMM como ya se mencionó con anterioridad.

Al respecto, la ley no eximió a las empresas distribuidoras que operan en los SSMM de esta obligación, lo que no se condice con la integración vertical que la misma ley autoriza para dichos sistemas. Sin embargo, a pesar del aparente descuido del legislador, la norma si resultaría aplicable, constituyéndose en una importante barrera de entrada para los proyectos de hidrógeno en su posible calidad de cliente libre.

Cabe señalar que el artículo 3° del DS 229/2005 establece expresamente que las empresas concesionarias de distribución que operen en SSMM estarán sujetas a las mismas exigencias y obligaciones aplicables a las empresas concesionarias de distribución que operan en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a la determinada para los SSMM.

Respecto a la situación de los clientes libres en los SSMM, el DS 2/2022 los incluye expresamente, realizando además mejoras en materias de repartición de la recaudación en SSMM en que exista más de un operador donde los clientes libres deben ser considerados en el mecanismo. Sin perjuicio de lo anterior, a la fecha del presente estudio este reglamento se encuentra retirado de CGR a efecto de hacerse cargo de las observaciones de la misma.

---

## 4.3.7 Autoprodutor

---

Por último, cabría analizar la definición reglamentaria de autoprodutor y si esta resulta aplicable a los SSMM. A juicio del equipo consultor, de acuerdo a la señalada definición si podrían existir autoprodutores en los SSMM, sin perjuicio de las dificultades para regular su pago. Sería recomendable que al menos se estableciera a nivel reglamentario. Lo anterior contribuiría a poder categorizar un proyecto de hidrógeno como autoprodutor permitiéndole con ello realizar inyecciones a la red.

El DS 2/2022 incorpora a nivel reglamentario la definición de autoprodutor en los SSMM replicando la definición contenida en el DS 125/2019, lo que resulta clarificador, despeja dudas y brinda mayor certeza. Asimismo, regula el procedimiento para repartir su recaudación en consideración a que sus características especiales hacen necesario realizar ciertos ajustes.

---

<sup>9</sup> La CNE, mediante la Resolución Exenta N° 322, de 26 de agosto de 2020, determinó el alcance de la obligación

de giro exclusivo establecida por la Ley Corta de Distribución.

---

## 4.3.8 Racionamiento y emergencia energética

---

Existen otras materias dentro de la regulación de los SSMM, que sin constituirse en una barrera de entrada importante para los proyectos de hidrógeno podrían ser perfeccionadas. Se trata, por ejemplo, de regular con mayor precisión la normativa referida al racionamiento.

Por una parte, la ley señala expresamente que las normas sobre racionamiento son aplicables a los SSMM, pero luego el artículo 163°, donde se regula la materia con mayor detalle, nada dice de los SSMM. Es más, establece un procedimiento donde el Coordinador tiene un importante rol, sin considerar que el Coordinador no coordina la operación de los SSMM ni que los principios de la coordinación tampoco les resultan aplicables y que de acuerdo a la definición legal de Coordinador en el artículo 212°-1 y tal como su propio nombre lo señala se trata de un organismo referido únicamente al Sistema Eléctrico Nacional. En tal sentido, la única relación que existe entre el Coordinador y los SSMM es que el Coordinador es el encargado

de realizar la programación de la operación de aquellos SSMM en que exista más de una empresa generadora. Por otra parte, la entidad coordinadora de los SSMM donde hay más de un generador fue establecida a nivel reglamentario bajo la figura del Comité Coordinador, siendo el mismo reglamento, el DS 23/2015, el que reguló frente al vacío legal el funcionamiento, composición y obligaciones del comité, así como también la repartición de la recaudación por venta de energía y potencia a clientes regulados.

De igual manera, sería conveniente explicitar a nivel legal si determinadas materias son o no aplicables a los SSMM, y en caso de serlo, explicitar si corresponde, sus especificidades en cuanto al tratamiento. Además de los casos ya señalados como el de la interconexión internacional cae en este grupo el decreto de emergencia energética.

---

## 4.3.9 Almacenamiento

---

El Boletín no consideró el almacenamiento expresamente para los SSMM. En el Boletín se incorporó el almacenamiento y la

electromovilidad al régimen de *netbilling*, el que le resulta aplicable a los SSMM, pero no fue considerado para nada más

## 4.4 Comentarios referidos a las modificaciones regulatorias de los SSMM en tramitación

Como ya se señaló, la nueva regulación en actual tramitación referida a los SSMM es la contenida en el DS 2/2022 y en el Boletín.

La nueva regulación propuesta, en algunos casos apunta en la dirección correcta en cuanto a disminuir las barreras para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno y en otros casos, a juicio del equipo consultor es posible proponer otras alternativas de solución a las problemáticas planteadas tal como se desarrollará más adelante. Sin embargo, resulta evidente que tanto los dos proyectos de ley analizados como la modificación reglamentaria no constituyen un solo cuerpo que complemente la regulación de los SSMM de una manera armónica, sino que se trata de distintas modificaciones que afectan a los señalados sistemas con objetivos distintos y que en

algunos casos incluso entran en contradicción, como lo referido al límite de capacidad instalada para la definición de un SSMM.

Ante todo, siguen existiendo vacíos importantes como es el tema de la interconexión internacional y la planificación considerando grandes proyectos, en particular en cuanto a los costos de conexión a la red, la capacidad del sistema, la confiabilidad y la seguridad. Asimismo, es importante resolver la caracterización de un SSMM, de modo que el regulador cuente con cierta flexibilidad para implementar políticas públicas que fomenten la incorporación de energías renovables, nuevas tecnologías y el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde. En las siguientes secciones se realiza una propuesta concreta para abordar estas carencias.

## 5 Producción de hidrógeno en los SSMM

### 5.1 Los proyectos de hidrógeno en el extremo sur de Chile

Existen varios proyectos de hidrógeno que se encuentran en distintas etapas de desarrollo en el extremo sur de Chile, todos con generación eólica.

A continuación, se presentan sus principales características:

Tabla 3: Proyectos de hidrógeno en el extremo sur de Chile

Nombre	Empresas	Descripción	Capacidad (MW)	Ubicación geográfica	Estado desarrollo
HIF Haru Oni – Fase 1	HIF, AME, Siemens, Porsche, ENAP, Enel, Gasco	Producción de e-fuels mediante H2 verde producido por energía eólica. Contempla un piloto de 3,4 MW de potencia instalada con 11 MW de potencia nominal para el electrolizador	3.4	Región de Magallanes, comuna de Punta Arenas, sector Cabo Negro	La construcción comenzó en julio 2021, la puesta en marcha y entrega del primer e-Combustible se espera para el segundo semestre de 2022. <sup>10</sup>

<sup>10</sup> <https://www.hifglobal.com/es/haru-oni>

Nombre	Empresas	Descripción	Capacidad (MW)	Ubicación geográfica	Estado desarrollo
Kosten Aike	HDF	Suministro no intermitente de energía eléctrica a la red de Aysén mediante la generación de hidrógeno y producción de energía mediante celdas de combustible	36	Región de Aysén	Proyecto de generación con DIA aprobada pendiente adenda para la parte del proyecto relacionada con hidrógeno
Faro del Sur	HIF, AME, Siemens, Porsche, ENAP, Enel, Gasco	Producción de e-fuels mediante H2 verde producido por energía eólica. Contempla un 300 MW de potencia eólica que alimentan 240 MW de EZ	325	Región de Magallanes, comuna Punta Arenas	Proyecto retirado del sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA)
Vientos Magallánicos	RWE Renewables	Producción de amoníaco verde mediante energía eólica y posterior exportación al mercado europeo	700	No disponible	Sin información
Gente Grande	Arcadis, Haura Energy, TEG	Tiene como objetivo la producción de amonio verde a través de la generación eólica. Contempla la construcción de un parque eólico, una planta desaladora, una planta de producción de hidrógeno verde y amoníaco, y las instalaciones portuarias que permitan la exportación de este energético.	1.000	Región de Magallanes, comuna de Porvenir	En etapa inicial de estudios
Cabeza de Mar	Free Power, GH Energy	Producción de amoníaco verde para exportación mediante generación eólica. Producción de 750.000 ton por año de amoníaco	1.200	Región de Magallanes, comuna Punta Arenas	Declaración en construcción mayo 2027 <sup>11</sup>
HNH Energy	AustriaEnergy, Okowind, CIP	Producción de H2 y amoníaco verde para exportación de amoníaco (850 kt/a)	1.700	Región de Magallanes, comuna de San Gregorio	En etapa de diseño de los permisos para ingresar al SEIA
Pionero	Consortio eólico	Producción de amoníaco para exportación a través de energía eólica. Producción de 700.000 ton de amoníaco por año.	2.000	Región de Magallanes, comuna de San Gregorio	En etapa de estudio, próximo a iniciar campañas ambientales
H1 Magallanes Project	CWP Global	Producción de 1.000.000 ton de amoníaco por año para exportación	2.200	No disponible	Sin información
H2 Magallanes	Total Eren, ENAP, Universidad	Producción de 4.400.000 toneladas de amoníaco por año para exportación	10.000	Región de Magallanes,	Sin información

<sup>11</sup> <https://www.ghenergy.cl/>

Nombre	Empresas	Descripción	Capacidad (MW)	Ubicación geográfica	Estado desarrollo
	de Magallanes			comuna de San Gregorio	

Fuente: Elaboración propia en base a información provista por GIZ y Ministerio de Energía septiembre 2022

En el Anexo N° 17.1 se describen los distintos tipos de proyectos de hidrógeno.

## 5.2 Los factores que detienen la inversión en proyectos de energías renovables y de hidrógeno

El mercado de las energías renovables hoy en día ya es un mercado maduro que se ha desarrollado exitosamente en varios países de todos los continentes, aun cuando hace dos décadas era un mercado incipiente, tal como ocurre hoy con el mercado del hidrógeno verde. Es por ello, que la experiencia del desarrollo de las tecnologías renovables es interesante de ser analizada para identificar las dificultades y barreras de inversión, pues muchas de ellas están presentes en el caso de los proyectos de hidrógeno verde. Ver en el Anexo N° 17.2 el detalle de las barreras de inversión para el desarrollo de proyectos de energías renovables.

El desarrollo de la energía renovable requiere una gran cantidad de aportes de fondos y tecnología por lo que las inversiones extranjeras pueden proporcionar financiamiento y apoyo técnico a la industria de la energía renovable local de manera efectiva. Por lo tanto, los países de destino de las inversiones deben implementar políticas efectivas para alentar a invertir en el sector de la energía renovable sin dejar de lado aspectos relevantes para el desarrollo (ambientales, sociales, etc.).

Son múltiples los factores que son evaluados por los inversionistas a la hora de tomar decisiones de inversión, los que van desde los aspectos macroeconómicos y de políticas de inversión del país, hasta detalles de regulación específica asociados al área de inversión del cliente.

Entre los factores más relevantes para iniciar nuevas inversiones en un país se encuentran: a) la facilidad para crear empresas desde el punto de vista administrativo, b) las políticas de protección de los inversionistas, especialmente de los minoritarios y c) la facilidad de importar/exportar bienes a través de las fronteras. En el caso de los

proyectos de hidrógeno verde en el sur de Chile, esto es fundamental, pues como se ha visto la exportación sería uno de los principales usos finales de los proyectos. Sumado a estos factores existen otras consideraciones como el **nivel de tarifas al que pueden optar los proyectos renovables (en el caso que haya subsidios especiales)**, el acceso a financiamiento local y el nivel del recurso primario y de espacio físico. Asimismo, se destaca como un factor relevante las **posibilidades de acceso a la red** (Mahbub et al., 2022) y la fragmentación territorial de la regulación y la eficiencia en la aplicación de la misma.

Respecto de la inversión de grandes proyectos de energía, Chile es un país que, a la fecha, se ha caracterizado por mantener las reglas de inversión, con modificaciones regulatorias, que en general, tienen un alto grado de participación pública. Sin embargo, en el extremo sur del país, la regulación específica del funcionamiento del sector eléctrico y de gas presenta algunas diferencias respecto del resto del país, justamente por ser una zona relativamente aislada, de mucha extensión y con poca densidad poblacional.

En el caso de proyectos de hidrógeno en el sur de Chile, el nivel del recurso eólico es excepcionalmente bueno. Sin embargo, las posibilidades de conexión a los SSMM son difíciles, pues al ser sistemas centralmente planificados e integrados verticalmente, la conexión de nuevos proyectos debe integrarse a dichos procesos o, alternativamente, conectarse entre procesos tarifarios y no recibir remuneración por su inversión hasta el siguiente proceso. En las siguientes secciones de este informe se entrará en detalle respecto de la regulación y dificultades en este sentido.



Además de las barreras asociadas en general a los grandes proyectos de inversión y al desarrollo de las energías renovables, existen variados estudios que realizan **levantamientos de las barreras que enfrenta el desarrollo de proyectos de hidrógeno**, que parten desde los mismos costos de producción hasta la falta de reconocimiento social de los aportes al desarrollo de la industria energética que puede realizar este combustible. Ver el detalle en los Anexos 17.2.5, 17.2.6, 17.2.7 y 17.2.8 de las diferentes barreras levantadas por distintos estudios y publicaciones, algunas de las cuales requieren de una acción coordinada entre las naciones, alcanzando nivel global, y otras dependen de variables locales que cada país puede regular de forma particular.

# 6 Efectos cualitativos de la conexión de grandes proyectos en sistemas de potencia de pequeña o mediana escala

El análisis de integración de proyectos de hidrógeno verde a la red de sistemas de potencia de pequeña escala requiere necesariamente ir acoplado del estudio de nuevos proyectos de generación renovables, pues normalmente los sistemas de potencia de pequeña escala son suministrados, en buena medida, por tecnologías convencionales como el diésel o el gas. Es más, los sistemas eléctricos de potencia en áreas aisladas o desconectadas de una red de gran escala, como lo que ocurre en las islas de muchas partes del mundo tienen, normalmente, **grandes dificultades para integrar nuevos proyectos, ya sea de generación o de demanda**, debido a que normalmente son sistemas con **poca flexibilidad operacional**. Sin embargo, también presentan ciertas ventajas, como la tendencia a ser ricos en recursos renovables.

Lograr una transición a la energía renovable depende, entre otros factores, de la capacidad del

sistema eléctrico local para **integrar tecnologías de energía renovable manteniendo niveles adecuados de seguridad y confiabilidad**. Tal integración intensifica los desafíos técnicos que los sistemas eléctricos de potencia de pequeña escala ya enfrentan en la operación de sus sistemas de energía, especialmente si hay una alta participación de energía renovable variable (VRE), como la energía solar fotovoltaica y eólica.

**La conexión de nuevos proyectos** en los sistemas eléctricos de potencia de pequeña escala, **ya sea demanda o generación, puede afectar la seguridad y calidad de servicio eléctrico** en aspectos como la adecuación de la generación, la adecuación de las redes de transporte, los requerimientos de flexibilidad o la estabilidad del sistema (IRENA, 2019b). La descripción cualitativa de estos aspectos, se presentan en la siguiente sección.

## 6.1 Adecuación de la generación

Todos los sistemas eléctricos enfrentan incertidumbre en cuanto a la capacidad de generación instalada necesaria para satisfacer continuamente los niveles fluctuantes de demanda. Esta incertidumbre puede surgir de una serie de diferentes factores. Por ejemplo, el crecimiento de la demanda puede superar a la oferta en algún momento específico. Además, incluso si la capacidad existente es adecuada para

satisfacer la demanda, pueden ocurrir fallas inesperadas de unidades generadoras que podrían dejar la oferta repentinamente por debajo de la demanda, dando lugar a apagones. Es por ello que, tal como se presenta en la Figura 1, **sólo un porcentaje de la capacidad total de generación es considerado como capacidad firme que aporte seguridad al sistema**.



Figura 1: Ajuste de la capacidad instalada para el cálculo de suficiencia (Ucte, 2009)

En sistemas pequeños, dependiendo de la demanda a conectarse, es posible que el sistema de potencia requiera instalar nueva capacidad de generación para cumplir con el estándar de adecuación definido en la normativa. Esto es particularmente relevante en sistemas de potencia pequeños, en los que la instalación de demanda puede significar un **gran porcentaje de la capacidad instalada**. Lo anterior cobra aun mayor relevancia en sistemas con alta capacidad renovable instalada, pues la capacidad firme o de suficiencia de un generador (que refleja su contribución a la adecuación o suficiencia del sistema) es **menor en el caso de los generadores renovables que en el de los generadores convencionales**, justamente porque los primeros dependen de un recurso, como el solar o eólico cuya naturaleza es variable y difícil de predecir.

En algunos sistemas de potencia se utilizan reglas simples para determinar el nivel de adecuación, como, por ejemplo, **suponer la contingencia de**

**la unidad más grande**. Este criterio se usa a menudo en sistemas pequeños basados en generadores diésel para garantizar que no se produzca una interrupción del servicio en caso de indisponibilidad de uno o varios generadores. Otro criterio es el de **margen de reserva a largo plazo**. Este criterio impone un margen fijo de capacidad de reserva a largo plazo por encima de la carga máxima del sistema (a menudo expresado en porcentaje de la demanda máxima). Por ejemplo, podría exigirse que la capacidad instalada total sea al menos un 20 % superior a la carga máxima prevista. Las reglas determinísticas anteriores normalmente se utilizan en sistemas donde predominan tecnologías convencionales, mientras que en la medida que aumenta la penetración de energías renovables se han comenzado a utilizar **metodologías probabilísticas para medir la contribución de las energías renovables** a los momentos de alta demanda del sistema (Ssengonzi et al., 2022), tal como se muestra en la Figura 2.

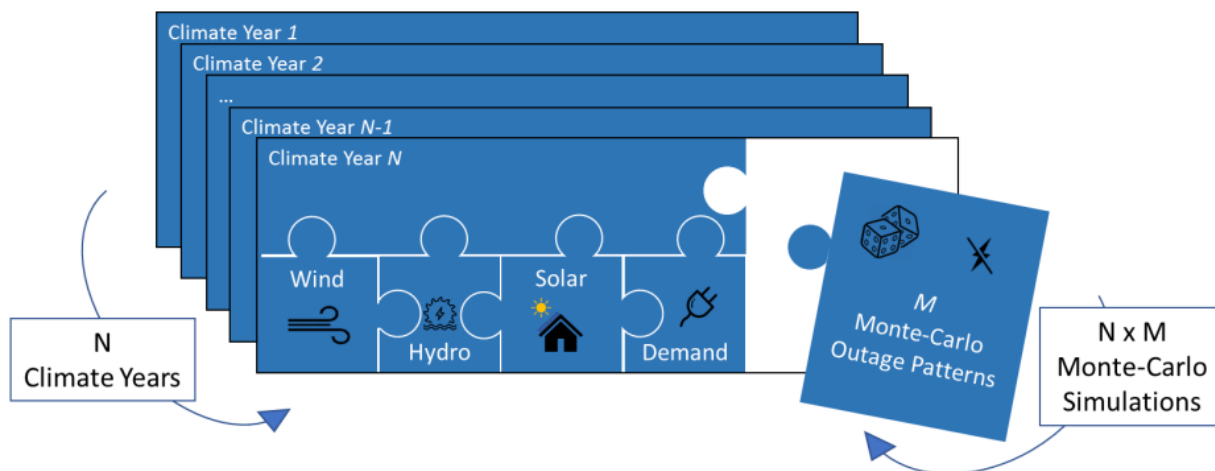


Figura 2: Ilustración conceptual de metodologías probabilísticas para contribución de suficiencia (ENTSO-E, 2020)

En cuanto a los costos que implica para el sistema una nueva conexión, éstos dependerán del nivel de nueva capacidad que se requiera para satisfacer dicha nueva demanda. Alternativamente, para cumplir con el estándar de suficiencia, un sistema podría interconectarse con otro, ante lo cual habría que evaluar técnica y económicamente si dicha solución es la óptima (FitzGerald, 2004). Asimismo, podría evaluarse la

instalación de sistemas de almacenamiento los que también pueden contribuir a la suficiencia de un sistema eléctrico (Psarros et al., 2020). En cualquier caso, **la nueva demanda generará nuevos costos para el sistema ya sea por el requerimiento de nueva generación o almacenamiento o de nuevas interconexiones.**

## 6.2 Adecuación de las redes de transporte

Al igual que la adecuación de la generación, las redes de transmisión también **deben dimensionarse considerando la nueva demanda, fallas intempestivas y cambios en los despachos, entre otros.** Agregar nueva demanda al sistema cambia los flujos de potencia de las líneas, aunque dependiendo de la ubicación relativa a la generación será el nivel de afectación a la red y el requerimiento de ampliaciones. En la medida que la demanda se ubique cerca de las unidades de generación, este requerimiento será menor.

Al añadirse nueva generación y demanda a los sistemas se deben realizar estudios de flujos de potencia para verificar **eventuales congestiones en líneas y transformadores** que requieran de

nuevas inversiones. Asimismo, se requerirán realizar estudios más específicos de seguridad, por ejemplo: estudios de contingencias, para evaluar los flujos ante escenarios de fallas de unidades o de líneas del sistema; estudios de cortocircuitos, para revisar que las corrientes producidas ante cortocircuitos no sobrepasan la capacidad de ruptura de los interruptores; entre otros.

Ante nueva demanda, el sistema de potencia normalmente requerirá **reforzar o ampliar la capacidad de transmisión.** El nivel de costos que se agreguen debido a esta ampliación dependerá de los refuerzos requeridos.

## 6.3 Requerimientos de flexibilidad

El parque generador de todo sistema de potencia debe ser capaz de seguir a la demanda de forma constante con el objetivo de mantener balanceado el sistema eléctrico. Esto debe considerarse, en el caso de la generación renovable variable, la incertidumbre asociada al recurso primario. Es decir, el sistema de potencia debe estar preparado para **responder ante cambios de demanda y cambios de disponibilidad de recursos** de forma repentina. En general, los sistemas de pequeña escala tienen unidades de generación diésel que no tienen problemas en hacer cambios bruscos en el nivel de generación. Sin embargo, en la medida que aumente la generación renovable el desafío de flexibilidad es cada vez más relevante.

La programación de la generación y los estudios de despacho deben representar las restricciones de flexibilidad técnica de las unidades de generación controlables. Los principales parámetros necesarios para cada generador son los siguientes:

- Mínimo técnico: % de la capacidad nominal por debajo de la cual el generador no puede funcionar (excepto durante las fases de arranque/parada).
- Tiempo mínimo de funcionamiento: tiempo mínimo durante el cual un generador debe permanecer en funcionamiento después de haber sido puesto en marcha.
- Tiempo mínimo de inactividad: cantidad mínima de tiempo durante el cual un generador debe permanecer fuera después de haber sido apagado.

- Tiempo de puesta en marcha: tiempo necesario para poner en marcha un generador. Puede referirse al tiempo necesario para alcanzar el mínimo técnico o la capacidad nominal.
- Rampa máxima de aumento/disminución: el aumento/disminución máxima de la potencia de salida durante un periodo de tiempo (generalmente en MW por minuto o % de la capacidad nominal por minuto).
- Contribución máxima de reserva: la contribución máxima del generador a las reservas operativas (en MW o % de la capacidad de placa). Esto depende de las tasas de rampa máximas y/o las características de caída del gobernador del generador (según el marco de tiempo cubierto por las reservas operativas).

La conexión de nueva demanda no necesariamente aumenta los requerimientos de flexibilidad del sistema. Lo anterior va a depender del patrón asociado a la nueva demanda y a la variabilidad y predictibilidad de dicho patrón. Es más, **existe demanda que aporta flexibilidad al sistema, como es el caso presentado en el Anexo 17.2.8.1, sobre algunos electrolizadores**. Por otra parte, si la nueva demanda lleva aparejada el requerimiento de mayor capacidad de generación y dicha capacidad es renovable variable, el sistema requerirá de un mayor grado de flexibilidad, tal como se presente en la siguiente Figura 3.

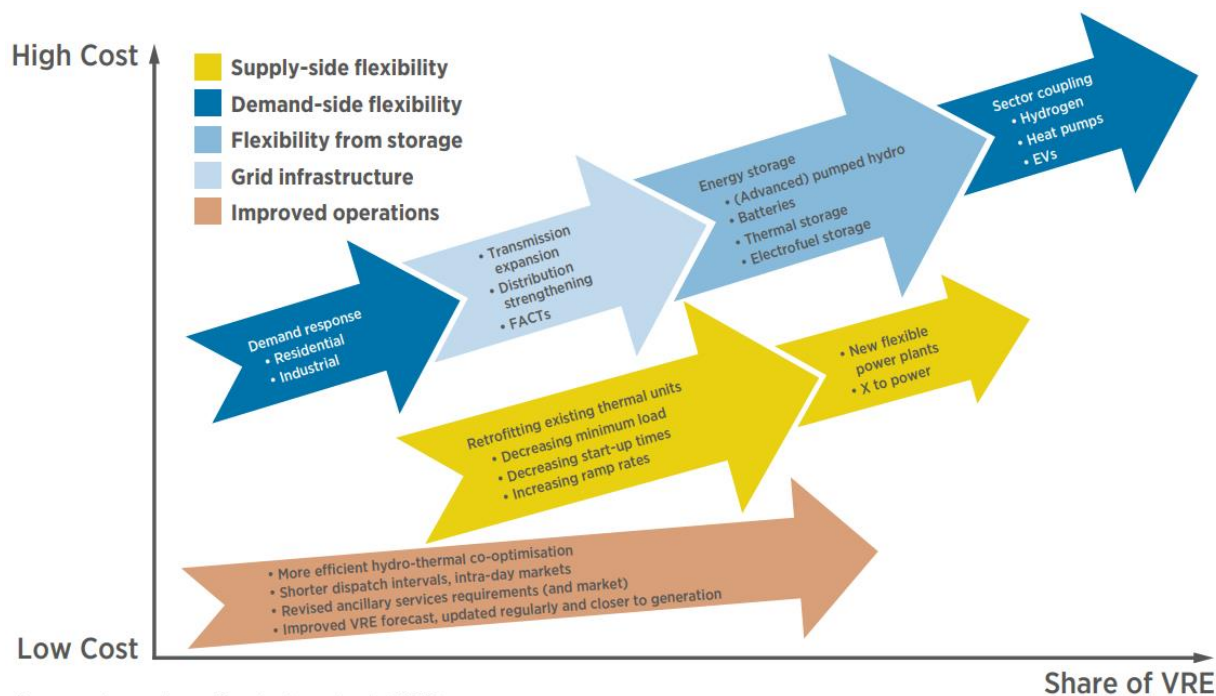


Figura 3: Medidas de flexibilidad y sus costos vs participación de energías renovables variables (IRENA, 2018).

En cuanto a los costos, estos **dependerán de los requerimientos de flexibilidad** y de los recursos que disponga el sistema para prestarlos: tipo de generador, almacenamiento, cargas flexibles, entre otros.

## 6.4 Estabilidad del sistema

La estabilidad del sistema es uno de los principales desafíos para la operación de los sistemas de potencia de pequeña escala. La estabilidad se puede definir como la capacidad de un sistema para **recuperar una condición operativa de estado estable después de una perturbación**. Por lo tanto, la estabilidad del sistema representa la robustez del mismo contra perturbaciones que ocurren continuamente (por ejemplo, fluctuaciones de carga o la pérdida de un generador grande, etc.).

Una nueva demanda requiere estudiar la respuesta dinámica del sistema para evaluar si serán necesarias nuevas inversiones.

La evaluación de la estabilidad de los sistemas de potencia pequeños difiere del análisis de estabilidad de los grandes sistemas eléctricos interconectados debido a los siguientes aspectos (IRENA, 2015<sup>a</sup>):

- Número reducido de unidades generadoras convencionales (consecuencia: baja inercia del sistema, la pérdida de un generador puede ser crítica);
- Tendencia de altas proporciones de generación de VRE con las correspondientes fluctuaciones de producción de alta potencia;
- Estructura de red pequeña y de malla débil;
- Diferentes estrategias de control de frecuencia de carga;
- Medios limitados para hacer frente a inestabilidades distintas de la desconexión de carga.

Es por ello que la conexión de grandes cargas (en términos relativos para la capacidad de un sistema pequeño) debe considerar y evaluar cada uno de los aspectos señalados anteriormente.

## 6.4.1 Estabilidad transitoria

Capacidad para que las máquinas se mantengan en sincronismo luego de una perturbación. Si el sistema logra mantener las máquinas en sincronismo al menos durante el tiempo de despeje de la falla, entonces no tendrá problemas de estabilidad transitoria.

Como resultado de los estudios de estabilidad transitoria se puede requerir reforzamientos de la red o requerimientos a los generadores asociados a la capacidad de mantenerse conectados en periodos cortos de disminuciones o alzas de tensión.

## 6.4.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad del sistema de recuperarse de una perturbación relevante que desequilibra la oferta/demanda alterando la frecuencia de éste. Si los desvíos de frecuencia son graves podría llevar a un *blackout* del sistema completo. La

respuesta del sistema para volver a la frecuencia nominal dependerá del sistema y de sus propias características, tal como se presenta en la Figura 4, en la que se observan dos sistemas de potencia de diferentes niveles de respuesta ante una perturbación.

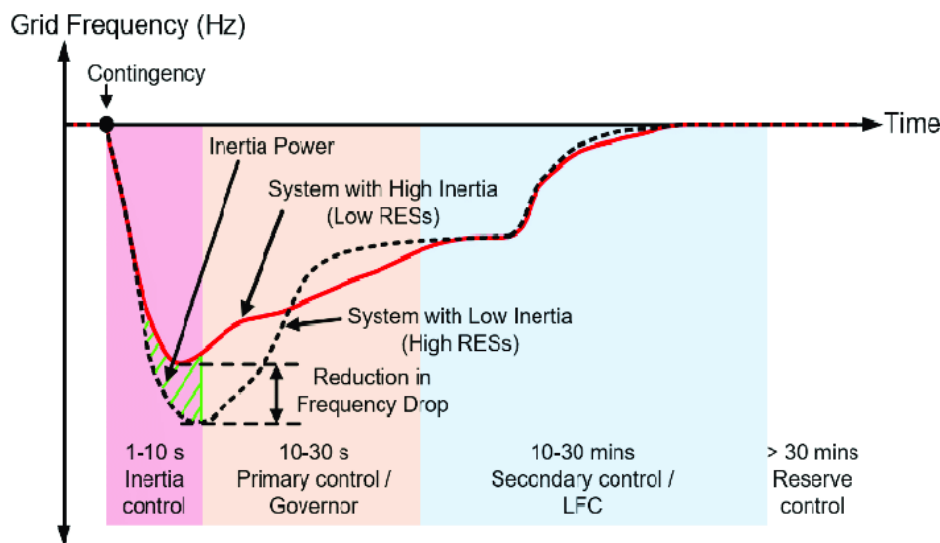


Figura 4: Diferentes respuestas de frecuencia de 2 sistemas de potencia (alta penetración renovable (en línea punteada) y baja penetración renovable (en línea roja continua) ante una perturbación (Kerdphol et al., 2019).

La respuesta inercial es la respuesta inmediata del sistema ante una perturbación y, naturalmente, los sistemas con máquinas rotatorias convencionales tienen mayor respuesta inercial, almacenada como energía cinética, mientras que los sistemas renovables tienen menos respuesta inercial debido a que la energía solar y eólica están desacopladas de la frecuencia del sistema. La respuesta primaria, que es la acción controlada en la que se modifica el nivel de generación de

algunas centrales, busca estabilizar la frecuencia del sistema, mientras que el control secundario de frecuencia es utilizado para balancear el sistema y volver a los valores nominales.

---

## 6.4.3 Estabilidad de tensión

---

La estabilidad dinámica de tensión es la capacidad de un sistema de potencia para mantener voltajes constantes aceptables en todas las barras del sistema en condiciones normales de funcionamiento y después de ser sometido a una perturbación.

El factor principal que lleva a la inestabilidad de tensión es la incapacidad del sistema de potencia para cumplir con los requerimientos de potencia reactiva. La inestabilidad puede ocurrir cuando una perturbación lleva a una mayor demanda de potencia reactiva, que exceda la capacidad de las unidades generadoras.

## 6.5 La asignación de costos adicionales

Como se describió en la sección anterior, un sistema de pequeña escala puede enfrentar una **importante variación de costos ante la integración de grandes proyectos de demanda que exijan al sistema proveer** mayor cantidad de energía y potencia. Naturalmente, los costos específicos dependen del caso particular: tamaño del proyecto de consumo, cuando se conectará, donde se ubicará, cuanta energía y potencia requerirá del sistema, la matriz de generación y eficiencia de los generadores, los costos de los combustibles, entre otros. A su vez, la asignación de estos nuevos costos a los clientes finales dependerá del sistema regulatorio y de la política general del gobierno, pues es posible que algunos de los costos sean socializados entre los mismos clientes del sistema, como podría ser la ampliación del sistema de transmisión, mientras que otros tengan que ser asumidos por los titulares del proyecto que se conecta.

Por ejemplo, en varios países, **los sistemas de potencia aislados del sistema eléctrico principal cuentan con subsidios especiales a ciertos combustibles y/o políticas de armonización de precios**. Lo anterior puede resultar en que la socialización de costos incluya también al resto de los clientes o contribuyentes del país.



# 7 Revisión de literatura económica en materia de integración/desintegración vertical de mercados eléctricos

En general, hasta antes de la década del noventa, las empresas eléctricas solían presentar estructuras organizacionales completamente integradas verticalmente. Esto abarca todas las etapas del proceso productivo, desde la generación de electricidad, la transmisión de alto voltaje de la electricidad y la distribución local, junto con las operaciones del sistema, la venta al por menor a los consumidores finales y la adquisición de energía al por mayor (Hunt, 2002), tal como se indica en la Figura 5. Una excepción fue el mercado eléctrico de Chile, el primero en el mundo en privatizarse, lo que ocurrió con la ley eléctrica de 1982. Desde aquel año el mercado eléctrico de Chile se encuentra desagregado vertical y horizontalmente tanto en generación, transmisión como en distribución, con una privatización a gran escala que incentivó el aumento de la inversión privada; mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación de transmisión.

En la mayoría de los países europeos estas empresas eran monopolios estatales, mientras que en Estados Unidos eran empresas privadas altamente reguladas. Tradicionalmente se argumentaba que la integración vertical tanto de las operaciones ascendentes como descendentes se daba para beneficiarse de las economías de alcance, también denominadas Economías de Escala de la Integración Vertical (EIV). Estas economías pueden provenir de potenciales ahorros de costos **por ventajas de coordinación, fácil intercambio de información, uso de insumos comunes, intercambio del personal, planificación eficiente de las inversiones y protección contra la incertidumbre y el riesgo**

**financiero**, entre otros factores, que probablemente sería más complejo de realizar por empresas separadas (Jara-Díaz et al., 2004; Meyer, 2012).

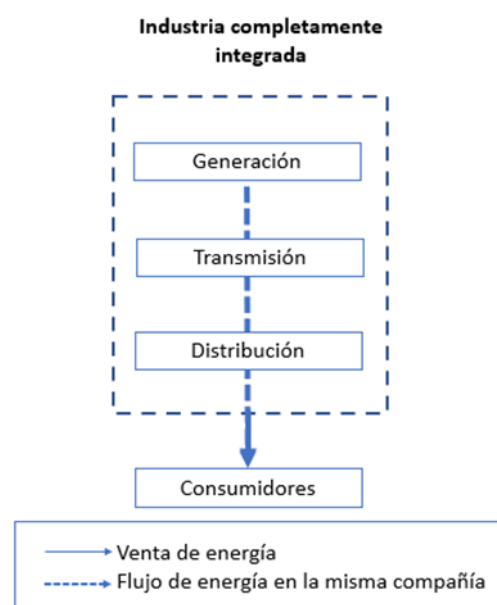


Figura 5: Sistema eléctrico integrado verticalmente en todos los segmentos. Fuente: (Hunt, 2002)

La electricidad presenta características particulares en su proceso de producción y consumo tales que la integración vertical puede ser una forma de organización industrial más eficiente que la desintegración o la competencia del mercado (Arocena et al., 2009; Gugler et al., 2017). Algunas de estas características son, primero, su alto costo de almacenamiento pues la electricidad es difícil o no puede almacenarse fácilmente a gran escala, lo que requiere que la

generación satisfaga la demanda en todo momento. Por lo tanto, los proveedores deben tener un exceso de capacidad suficiente para satisfacer los peaks de demanda. Segundo, la electricidad sigue las leyes físicas (leyes de Ohm y de Kirchoff) y sigue el camino de la menor resistencia. Tercero, la electricidad generada tiene que ser transportada a los clientes a través de líneas de transmisión de alta tensión de larga

distancia y localmente a través de líneas de distribución de baja tensión (Arocena et al., 2012; Ramos-Real, 2005). En estas condiciones, el suministro de electricidad está muy interrelacionado a lo largo de las distintas etapas de suministro y, por tanto, está sujeto a fuertes requisitos de coordinación (Gugler et al., 2013).

## 7.1 ¿Cuándo la integración / desintegración es una opción de organización industrial eficiente en los mercados eléctricos?

En términos generales, de acuerdo con (Michaels, 2005) **la integración vertical es una opción organizativa eficiente si i) los activos son muy específicos para un uso o ubicación determinada; ii) se utilizan en actividades que deben coordinarse y; iii) sus mejores usos dependerán de contingencias difíciles de predecir** (Brickley et al., 2004; Williamson, 1971). Para (Fetz & Filippini, 2010) las economías de integración vertical entre la producción y distribución de electricidad son el resultado de bajos costos de transacción, una mejor coordinación de inversiones altamente específicas e interdependientes y un menor riesgo financiero.

A pesar de las potenciales ganancias de las EIV, en las últimas décadas en varios países del mundo se separó verticalmente la industria eléctrica con objeto de aislar algunos segmentos de la cadena de suministro de electricidad que no presentan las propiedades habituales de un monopolio natural para prevenir y eliminar fuerzas anticompetitivas. Ello con el fin de reducir el precio de la electricidad para los consumidores finales mediante una mayor competencia (Fraquelli et al., 2005; Gugler et al., 2017). De esta manera, la justificación económica de la separación vertical de las empresas eléctricas es la **prevención de los posibles efectos anticompetitivos que podrían derivarse de la explotación del poder de mercado en las distintas fases del suministro de electricidad.**

Los segmentos con mayor potencial competitivo son la generación y la venta al por menor, y se

deberían mantener los monopolios regulados (o de propiedad gubernamental) en los segmentos de transmisión y distribución porque presentan las típicas características de una red asociada a un monopolio natural (Arocena et al., 2009; Hunt, 2002). Los mismos autores plantean que tradicionalmente se justifica que la competencia en los sectores de la generación y la venta al por menor sería más eficiente si se separan los segmentos tradicionalmente integrados verticalmente en entidades u organizaciones separadas de generación, transmisión, distribución y venta al por menor, además de permitir la entrada de nuevos participantes en los segmentos competitivos. Sin embargo, la ventaja de la desintegración de las empresas eléctricas presenta la premisa subyacente de que el ahorro de costos resultante de las economías de integración (EIV) es bajo o inexistente (Michaels, 2005).

Se ha generado un fuerte debate acerca de la conveniencia de la desintegración de todo o algunos segmentos de la cadena de suministro. Este debate no ha sido fácil de zanjar, puesto que **no está claro que los potenciales beneficios de la mayor competencia derivados de la desintegración compensen los eventuales mayores costos de producción por la pérdida de eficiencia al destruir las economías de escala y de ámbito.** Las mayores sinergias verticales por ahorros de costos se producen entre la generación y la transmisión (Meyer, 2012). Ello se debe a que las necesidades de coordinación son especialmente pronunciadas entre las centrales eléctricas situadas aguas arriba

y su conexión directa a la red de transporte aguas abajo (en contraposición a la red de distribución vinculada indirectamente). En este contexto, es importante evaluar si estas EIV existen, y en qué medida las mismas podrían suponer un obstáculo importante para el éxito de un régimen de desagregación (Michaels, 2005).

Pareciera existir economías de alcance verticales en la industria eléctrica, mientras que **la magnitud de los ahorros de costos estimados econométricamente puede provenir de diferentes factores** (Gugler et al., 2017). La mayoría de los estudios de mercados eléctricos de Estados Unidos corroboran la presencia de importantes ahorros derivados de la integración vertical. A diferencia de Estados Unidos, las sinergias verticales en los sectores eléctricos europeos están poco estudiadas, la mayoría de los estudios son de solo un país y son muy escasos los estudios entre países. En general, se cuestiona la eficacia de la separación vertical de la propiedad, a pesar de sus posibles efectos positivos como la mayor competencia y precios más bajos para el consumidor final. El alcance de las ganancias de eficiencia para los consumidores resultantes de la liberalización del sector energético depende en gran medida del régimen regulador subyacente y del marco institucional regulador que debe ser eficaz (Newbery, 2004).

El principal argumento que subyace cuando se busca la liberalización de mercados regulados es que, en ausencia de características de monopolio natural, **la competencia ofrece mayores incentivos para la eficiencia que la regulación**. Como tal, en la mayor parte de los mercados del mundo se pensó que las reformas competitivas conducirían a más opciones y precios más bajos para los consumidores, promoverían la confiabilidad e impulsarían mejores decisiones de inversión. Asimismo, para los segmentos que constituyen monopolios naturales, se crearon reguladores independientes con el objeto y mandato de buscar resultados económicamente eficientes. La literatura encuentra que en mercados eléctricos de tamaño moderado a grande se observa que existen economías de escala (subaditividad de costos) en los sectores de transmisión y distribución, los cuales, por sus limitantes técnicas y de inversiones, mantienen las características de monopolio natural y, por tanto, no es recomendable que se liberalicen. El Anexo N° 17.11 detalla las características de los monopolios naturales y la subaditividad de costos.

Por otro lado, **los segmentos con mayor potencial competitivo son la generación y la venta al por menor**. Un primer paso de reforma es **permitir que los generadores vendan electricidad en el mercado mayorista**. Además, es importante que todos los usuarios compren electricidad a través del mercado (ya sea los minoristas que luego revenden a los consumidores más pequeños o los grandes usuarios). La justificación es que la reestructuración del sector eléctrico puede beneficiar a los consumidores a través de una mayor competencia, liquidez y eficiencia. Sin embargo, **en los sistemas pequeños/medianos, las generadoras no pueden ser muy grandes ya que la pérdida de un grupo supondría un gran peso sobre el sistema global**, llevando a que no se puedan explotar adecuadamente las economías de escala, aspecto que sí se logra en sistemas eléctricos de mayor tamaño. Es más, los sistemas eléctricos de tamaño pequeños/medianos enfrentan importantes retos para implementar estructuras más competitivas. 1) Baja capacidad de generación: Por razones de seguridad del sistema, se necesita más capacidad de reserva por ausencia de interconexiones. 2) Mayores costos de suministro de electricidad: Debido a que los sistemas eléctricos aislados producen con generación convencional fósil, presentan elevados costos de transporte de combustible. 3) Dificultad para la penetración de energías renovables: La generación eléctrica con energía renovable es una alternativa a la producción de electricidad convencional que podría favorecer la eficiencia económica y la sostenibilidad. Sin embargo, los problemas de seguridad de la red y el carácter interrumpible de estos recursos limitan la penetración de estas energías. En relación con los modelos que han surgido para introducir competencia en los mercados eléctricos discutidos previamente, **para el caso de los mercados no interconectados, el modelo comprador único, al que se hace referencia en la sección 7.3.1, resulta el más adecuado**.

La **principal conclusión de toda la revisión científica realizada es que no hay evidencia clara de que desintegrar un mercado eléctrico genere necesariamente un beneficio global evidente**. Es más, varios autores señalan que esta es una rama de la literatura que, particularmente en Europa no ha sido estudiada en profundidad aun cuando se ha direccionado en sus políticas a separar a la transmisión de la generación. Tampoco existe un set de reglas preestablecidas que permitan determinar cuándo se debe

desintegrar un mercado eléctrico, pues lo anterior depende mucho de las condiciones del sistema.

En el Anexo N° 17.5 se presenta una revisión de estudios econométricos sobre las sinergias verticales versus la desagregación del mercado eléctrico en distintos países del mundo como Estados Unidos, algunos países europeos, Japón y Canadá. La principal conclusión de dicha revisión es que existen economías de ámbito u economías de integración vertical, que por ser estudios realizados en distintas realidades y bajo diferentes metodologías no son comparables,

pero en todos los casos se llega a que hay economías que van del 2% al 20% al integrar verticalmente. Los resultados entre los estudios varían principalmente debido a: (i) la heterogeneidad de las empresas públicas incluidas en las muestras, por ejemplo, tamaño, forma corporativa, región geográfica, marco regulatorio; (ii) la especificación de la función de costos; (iii) las diferentes formas de medir los productos e insumos, y; (iv) los diversos períodos de observación.

## 7.2 Los niveles de desintegración de mercados eléctricos

Es necesario tener en cuenta cuando se analiza la desintegración de mercados a que nivel se considera. Es posible introducir cinco niveles de desintegración a una empresa eléctrica tradicional totalmente integrada que considera

desde la generación hasta los consumidores finales. Los niveles se presentan a continuación y se representan gráficamente en la Figura 6, donde cada número corresponde al respectivo nivel de desagregación (Perez & Ramos Real, 2008).

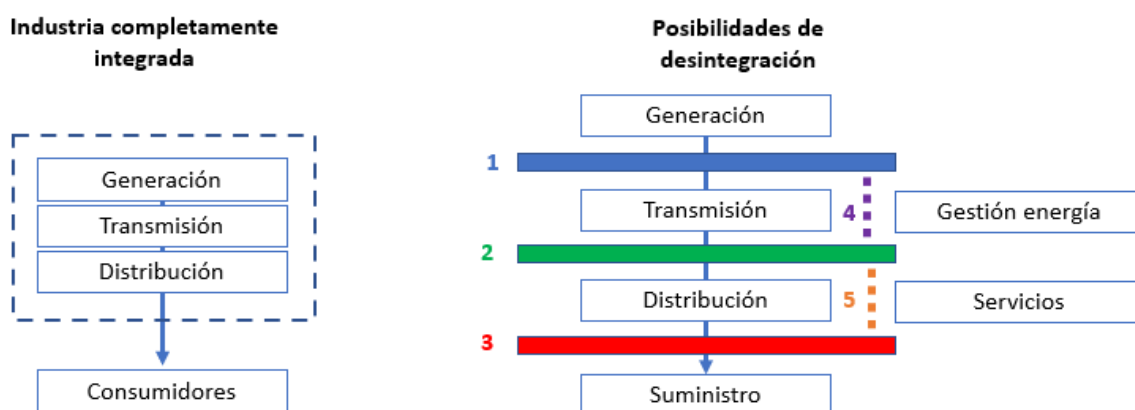


Figura 6: Opciones para desagregar una industria eléctrica totalmente integrada. Elaboración propia sobre la base de (Perez & Ramos-real, 2007)

**1. Separación de las actividades de generación y transmisión:** Esta separación implica la reestructuración de una actividad gestionada como un monopolio natural a una que ofrece la posibilidad de competencia. La separación de la gestión de la red de infraestructuras de la generación se justifica por las prácticas discriminatorias que podría adoptar quien administre la infraestructura de transporte si tuviera que proporcionar acceso a la red a terceros generadores competidores. Esto presenta el riesgo de introducir barreras

a la entrada, subsidios cruzados u otro tipo de comportamientos oportunistas, especialmente si el operador de la red también despacha la energía. Respecto a la actividad de transmisión incluye tanto la gestión de la infraestructura (edificación, planificación), como el despacho eficiente de los flujos de energía, por lo tanto, habría un nivel adicional de separación que se detallan en el numeral 4 siguiente.

**2. Separación de las actividades de transmisión y distribución:** Este nivel

de desagregación supone una elección entre dos formas de organizar actividades que intrínsecamente son monopolio natural. El factor clave es determinar si la explotación conjunta de las redes de transporte (redes de media tensión) y distribución (redes de baja tensión) generan complementariedades suficientes para justificar la integración. Esta interrogante ha sido difícil de resolver tanto teórica como empíricamente, lo que explica la coexistencia de distintos tipos de modelos en las reformas de los sistemas eléctricos, por ejemplo, los europeos.

- 3. Separación de las actividades de distribución y suministro:** Este nivel de desagregación supone la introducción de competencia en los intercambios minoristas entre proveedores de electricidad y consumidores finales. Aunque la distribución es un monopolio natural, por el lado de la provisión se puede abrir la posibilidad de que los usuarios finales elijan a su proveedor en función de determinadas ofertas comerciales y calidad del suministro.

**4. Separación entre los activos de transmisión de energía y la gestión de la energía despachada en la actividad**

**de transmisión:** En la teoría económica existe consenso en que la existencia de un operador de sistema independiente (ISO) gestione los flujos de energía en forma separada de la actividad de transmisión de energía. Además, es preferible separar la actividad de gestión de transmisión propiamente tal, si el despachador es también el propietario de los activos de generación.

- 5. Separación en la actividad de distribución entre las infraestructuras de distribución y los servicios vinculados a ellas:** Si bien la infraestructura de la red de distribución presenta características de monopolio natural, no se aplican necesariamente a las operaciones de la red como el servicio al cliente, la medición y la administración. Por lo tanto, la opción de desagregar la distribución de la gestión propone una visión que distingue claramente entre el propietario de la red y el operador de la red.

## 7.3 Modelos para introducir competencia en generación

Diferentes referencias presentan modelos diferenciados para introducir competencia a los sistemas pequeños/medianos, algunos de los cuales son complementarios entre sí (DICTUC, 2021; Erdinc et al., 2015; Hunt, 2002; Perez &

Ramos Real, 2008). Todos los modelos asumen que la transmisión, la distribución y las operaciones del sistema permanecen operando como monopolio natural.

### 7.3.1 Comprador único (mecanismo de competencia parcial)

Este modelo se basa en la creación de un único comprador que centraliza los requerimientos de generación. Cualquier cliente cualificado (más

bien grande) que acceda al mercado puede exigir al comprador único que adquiera y transmita la electricidad que dicho comprador ha comprado a

un determinado proveedor. Los clientes no cualificados, en cambio, deben comprar su electricidad directamente al comprador único (Hunt, 2002). En muchos países se usó como el primer paso hacia la liberalización del mercado y como una forma de atraer inversiones de capital privado (nuevos agentes con capacidad de generación).

Este modelo fue adoptado por primera vez en Estados Unidos en 1978, cuando bajo la Ley de Políticas de Regulación de Servicios Públicos (PURPA, por sus siglas en inglés), las empresas de servicios públicos estaban obligadas a comprar energía a algunos pequeños generadores. A partir de entonces, muchas empresas de servicios públicos optaron por comprar contratos a largo plazo de generadores de energía independientes (GEI). En un modelo de comprador único, **solo el monopolio integrado existente en cualquier área puede comprar a los generadores competidores**, (ver Figura 7) (Hunt, 2002).

Este modelo puede presentar dos niveles de desagregación, el caso en que la empresa compradora está verticalmente integrada y tiene su generación propia (caso a, Figura 7), donde **los generadores independientes entregan la energía a través de algún medio de licitación o similar**. El segundo caso presenta mayor nivel de competencia (caso b, Figura 7) donde existe una agencia que centralizadamente compra desde los

generadores independientes, también materializado a través de licitaciones, además, esta compradora mayorista vende a distribuidoras que también están desagregadas. En este modelo, los precios de compra y venta del comprador único deben ser regulados al ser un monopolio frente a las distribuidoras y un monopsonio<sup>12</sup> con los generadores de energía independientes (DICTUC, 2021).

En sistemas eléctricos pequeños o medianos, en que las mejoras derivadas de la competencia son limitadas, el modelo de comprador único es propuesto como una **solución intermedia entre la competencia y la regulación** (Kozloff, 1998). Este modelo tiene la ventaja adicional de tener en cuenta explícitamente el desarrollo de las energías renovables. Una potencial desventaja es que los generadores independientes pueden firmar contratos a largo plazo con el gobierno que estén indexados a los costos marginales de generación, sin incentivos a los generadores para reducir sus costos, ya que el riesgo de mercado y tecnológico (posible entrada de una nueva tecnología que desplace a otra ya existente) es trasladado a los consumidores cautivos a través del comprador único. Además, el comprador único puede tener incentivos a tratar en condiciones desfavorables a los generadores independientes frente a los generadores de su propiedad.

---

<sup>12</sup> O monopolio del comprador

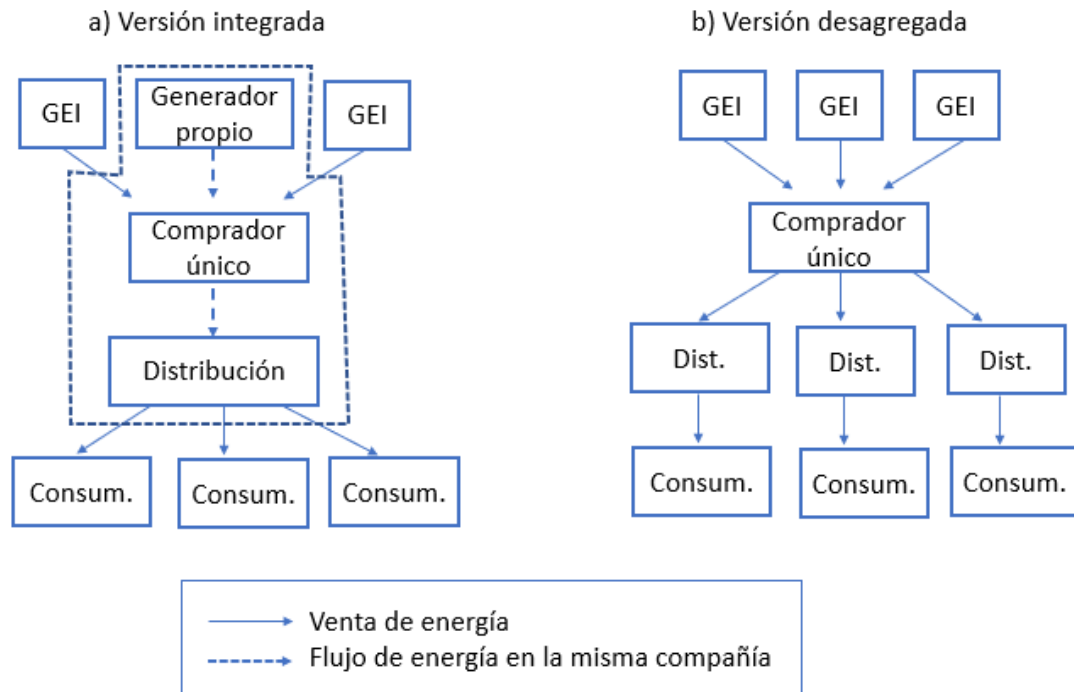


Figura 7: Modelo comprador único en dos versiones: desagregada e integrada (Hunt, 2002)

## 7.3.2 Competencia al por mayor

Este modelo tiene un sector generador totalmente competitivo (no existe generación regulada en costo de servicio). Las empresas de distribución y los grandes clientes son los compradores, pero este modelo aún les da a las distribuidoras el monopolio sobre todos los clientes finales más pequeños. Este modelo tiene competencia en la producción, que es donde está el mayor margen de ganancia, con la opción que existan muchos compradores para aprovechar los beneficios de los precios más bajos y evita los costos y los problemas de proporcionar acceso minorista a todos los pequeños clientes. En la Figura 8 se presenta este modelo.

En resumen, las características son las siguientes:

1. Toda la generación está desregulada, vendiéndose en un mercado mayorista competitivo.
2. Las distribuidoras y grandes clientes compran competitivamente en el mercado mayorista.
3. No hay opción predeterminada para los grandes clientes que no sea el precio del mercado al contado.
4. Las distribuidoras atienden a los pequeños clientes mediante contratos con generadores. La tarifa para clientes pequeños es del tipo de componente fijo más componente variable.

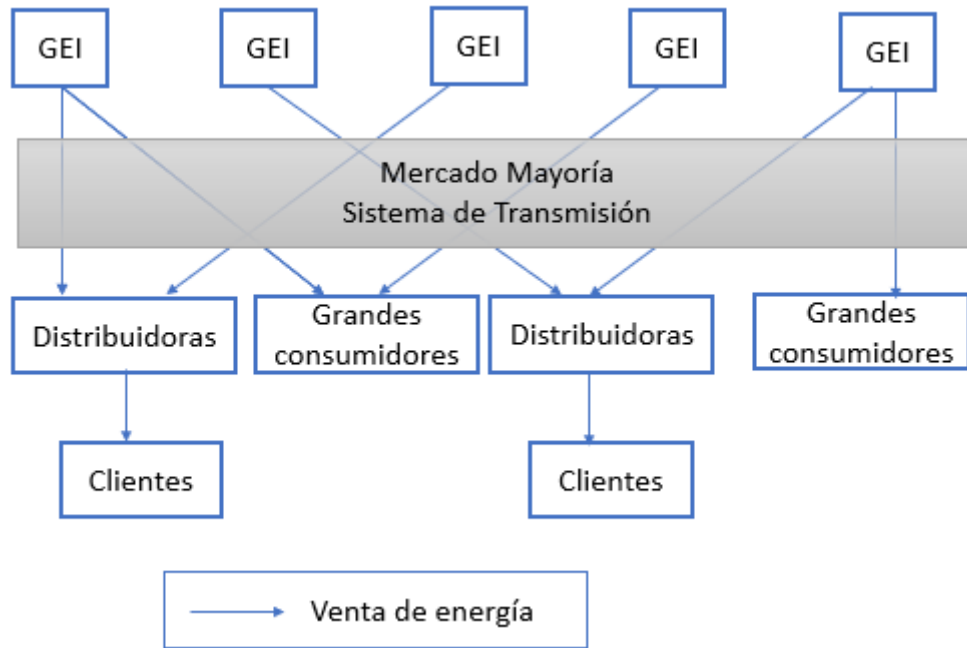


Figura 8: Modelo competencia al por mayor (Hunt, 2002)

El modelo de competencia al por mayor puede ser complementado con contratos bilaterales lo que permite a los distintos generadores y clientes cualificados establecer acuerdos de corto, medio o largo plazo. Los contratos se negocian sobre la base de un acuerdo común (over the counter-OTC) y hay que abrir el acceso a la red (ATR, por sus siglas en inglés) con tarifas controladas o

negociadas, junto con el libre acceso al mercado de producción para garantizar la responsabilidad del mercado. La implementación de este modelo tiene una serie de costos de implementación y fiscalización, lo que hace que, en sistemas de pequeña escala, como los SSMM, este tipo de mercados no resulten apropiadas.

### 7.3.3 Competencia en retail

Este modelo permite que todos los clientes elijan a sus proveedores, por lo que un generador competitivo puede vender a cualquiera, aunque los clientes pequeños suelen comprar a través de agregadores o minoristas. Este modelo se conoce en los Estados Unidos como "acceso minorista" o "elección del cliente". Este modelo se ha implementado en varios países (Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Argentina, Noruega, Suecia, España, Alberta y muchos estados de los Estados Unidos). El acceso minorista aprovecha los beneficios de un mercado mayorista competitivo al permitir que muchos minoristas

competidores (y no solo las distribuidoras) presionen a los generadores para obtener mejores precios y ofrecer mercados más profundos y líquidos para financiar nuevas plantas (ver Figura 9).

Por otro lado, la reducida escala y alejamiento de los sistemas pequeños/medianos complican la implementación de este tipo de modelos considerando la complejidad de gestión que conlleva su puesta en marcha.



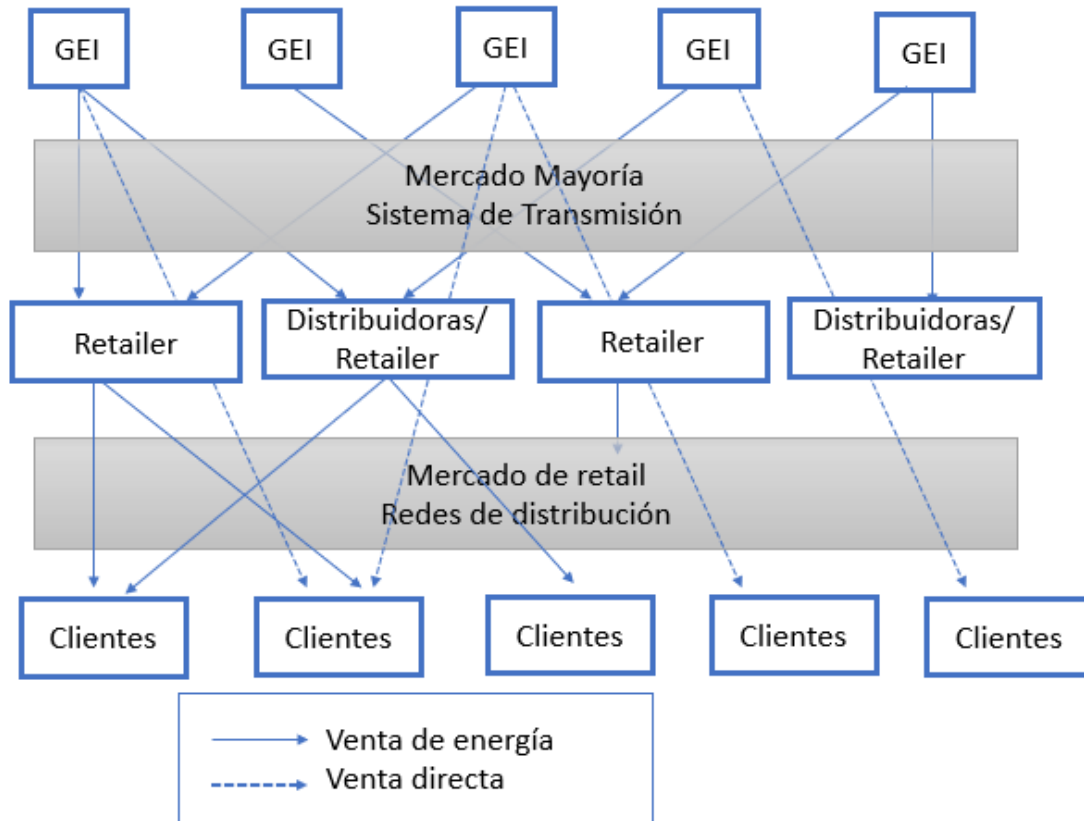


Figura 9: Modelo competencia en retail (Hunt, 2002)

## 7.3.4 Comparación entre los modelos para introducir competencia en generación

En la siguiente tabla se resumen las principales características de los modelos propuestos:

Tabla 4: Comparación entre modelos

	Comprador único (versión integrada y desintegrada)	Competencia al por mayor	Competencia en retail
Competencia en generación	Competencia por bloque de energía a comprar/licitar.  Asociado a compras de mediano a largo plazo.	Competencia permanente por venta de energía y/o potencia.  Puede estar asociado con contratos de mediano a largo plazo.	Competencia permanente por venta de energía y/o potencia.  Puede estar asociado con contratos de mediano a largo plazo.

	Comprador único (versión integrada y desintegrada)	Competencia al por mayor	Competencia en retail
			Mercado más profundo al existir mayor cantidad de compradores
Estructura para fomentar competencia	Mecanismo de compra / licitación	Mercado	Mercado
Nivel de competencia	Puede variar de acuerdo al diseño de la licitación o mecanismo de compra.	Depende de la cantidad de agentes (compradores y vendedores).	Depende de la cantidad de agentes (compradores y vendedores).
Volatilidad de precios	Bajo nivel de volatilidad de precios.	Alto nivel de volatilidad de precios en mercado mayorista.	Alto nivel de volatilidad de precios en mercado mayorista.
Regulación requerida	<p>Precio de venta del comprador único a las distribuidoras requiere regularse.</p> <p>Precio de compra queda determinado por el proceso de compra, que también debe regularse.</p>	Requiere reglarse el funcionamiento del mercado. Los precios se regulan en función de los equilibrios de oferta y demanda.	Requiere reglarse el funcionamiento del mercado. Los precios se regulan en función de los equilibrios de oferta y demanda.
Cantidad de agentes	Pocos agentes (sólo un comprador)	Varios agentes (generadores y distribuidoras)	Muchos agentes (generadores, distribuidoras y comercializadores o retailers)
Separación distribución/retailer	No	No	Si

# 8 Algunos antecedentes regulatorios y normativos de empresas verticalmente integradas en Chile

## 8.1 Síntesis de la regulación actual de los SSMM y del Sistema Eléctrico Nacional en cuanto a integración vertical

Bajo la regulación vigente, se permite la integración vertical completa en los SSMM, en la que una misma empresa puede prestar servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica simultáneamente. Cabe mencionar que, sin perjuicio de la integración vertical, la regulación permite la entrada de otros actores en el sector de generación.

La regulación contempla algunos mecanismos para evitar que los estudios tarifarios que realizan las propias empresas tengan sesgos que las favorezcan. Por esta razón, la CNE establece un catastro de proyectos de generación y transmisión que deben ser evaluados en los estudios de los SSMM y los estudios entregados por las empresas son revisados por la CNE y las discrepancias son resueltas por el Panel de Expertos. Finalmente, el Ministerio emite un decreto fijando las tarifas, el que está sujeto a toma de razón de Contraloría. Para un mayor detalle de la regulación de los SSMM y de la caracterización física de los mismos revisar el Anexo N° 17.6.

A su vez, el Coordinador debe realizar la programación de la operación de los SSMM en los

que exista más de una empresa generadora, para lo cual debe definir los criterios y políticas para la programación de la operación del conjunto de las instalaciones interconectadas de cada SSMM, de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar su operación más económica, de acuerdo a la normativa vigente. Esta programación se realiza considerando, entre otros parámetros técnicos, los costos variables de las centrales generadoras. De esta forma, cuando existen varias empresas generadoras en un sistema, no son las empresas las que programan las centrales, sino que un organismo independiente de ellas, evitándose que la empresa integrada verticalmente pueda privilegiar a sus centrales en desmedro de otros partícipes.

Según lo dispuesto por el DS 23/2015, debe existir un Comité Coordinador por cada SSMM en el que exista más de una empresa operando, el que debe estar integrado por las empresas propietarias de las instalaciones a nivel generación-transporte que conforman ese sistema. Este Comité Coordinador (además de tener que enviar informes a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia con las

estadísticas de la operación real) es el encargado de determinar el monto a facturar por las empresas de generación y transporte a las empresas distribuidoras, según los consumos reales de los sistemas y los precios establecidos en el respectivo decreto tarifario. De esta forma, los cálculos a facturar no quedan a discreción de la empresa distribuidora, reduciendo el riesgo de que ella privilegie a la empresa generadora integrada a ella.

Por su parte, el artículo 7° de la LGSE (referido al SEN) no prohíbe la integración vertical, sino que la limita en el sentido de prohibir que propietarios de transmisión nacional posean activos de generación o distribución. Complementariamente, establece la prohibición de que una empresa de generación o distribución adquiera más de un 8% del sistema de transmisión nacional y que, en su conjunto, las empresas señaladas posean más de un 40% de la

transmisión nacional. Nótese que la prohibición sólo afecta a la transmisión nacional. Sin embargo, se permite y existe en la práctica propietarios de activos de generación y distribución o propietarios de activos de generación y transmisión zonal. Lo anterior ha causado que en varias oportunidades se discuta si la norma de prohibición de integración del artículo 7 tenga sentido hoy, puesto que las condiciones de competencia en el sector de generación no estarían en juego, particularmente debido a que la fiscalización de conductas anticompetitivas es mucho más estricta hoy que cuando se estableció el mencionado artículo donde la FNE, el TDLC e incluso el Coordinador, tienen recursos y personal calificado que permiten defender las condiciones de competencia. Lo anterior es relevante porque muestra que, aun existiendo integración vertical, si se pueden dar condiciones de competencia en generación.

## 8.2 Antecedentes considerados para integrar verticalmente los SSMM en 2004

### 8.2.1 Mensaje Ley N° 19.940

La actual legislación de los SSMM se origina, como ya se ha señalado con anterioridad, el año 2004 con la Ley N° 19.940, que regula sistemas de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos.

El mensaje de esta ley señalaba que las bajas demandas y la ausencia de competencia en la zona justificaban la regulación de los servicios de forma integrada. Además, agregaba que "los altos costos de los insumos energéticos en las zonas de Aysén y Magallanes, por ejemplo, y particularmente en el caso de Aysén, son reflejo de esta política, pues su condición de aislamiento geográfico, por un lado, y sus bajas demandas, por el otro, no justifican económicamente la existencia de una

*infraestructura que permita aprovechar economías de escala y de ámbito.*

*En los casos de Aysén y Magallanes, es evidente la ausencia de todo nivel de competencia, pues son sistemas en que sólo existe un operador, integrado verticalmente en generación, transporte y distribución, resultando esta situación conveniente vista la presencia de economías de escala.*

*Lo anterior hace aconsejable tarifificar los servicios en forma integrada y considerando criterios de costos medios eficientes más que el actual mecanismo de costos marginales."*

## 8.2.2 Doctrina nacional

**Ricardo Paredes**<sup>13</sup>, el año 1997 en su publicación "Integración vertical: Teoría e Implicancias de Política Pública, Estudios Públicos, 66 (otoño 1997)" (Paredes, 1997), hace un análisis de la regulación sobre integración vertical en esa época y señala algunas consideraciones respecto de la conveniencia o no de permitir la integración vertical.

Señala que el análisis de regulación sobre integración vertical se debe centrar en los aspectos de exclusión y el regulador ha de intentar impedir que el dueño de un insumo esencial, como una red de teléfonos o de agua, favorezca a su filial por sobre los competidores y en desmedro de los consumidores.

Menciona también que **el que a una empresa monopólica que opera en una industria regulada se le deba o no permitir integrarse verticalmente dependerá de los costos de regularla, de las economías que se alcancen con la integración y de las ventajas relativas de regular o limitar el favorecimiento y colusión de la empresa monopólica con un competidor no integrado**, por sobre la vigilancia que se imponga a la filial.

Concluye la publicación que, si bien **no es posible tener recetas aplicables a todas las industrias**, el cuestionamiento debe ser hecho y el peso de la prueba revertido, en el sentido de que **para que se proceda a impedir la integración, y más**

**todavía a promover la desintegración, se debiera demostrar, más allá de simples especulaciones, que el costo de las estructuras integradas en forma vertical es sustancialmente mayor que el de aquellas separadas.** Ésa es una tarea difícil y definitivamente ni la experiencia en el mundo ni los desarrollos conceptuales dilucidan la respuesta.

A su vez, **Alexander Galetovic**, en el documento "Integración vertical en el sector eléctrico: una guía para el usuario" (Galetovic, 2003), de abril de 2003, evalúa de manera cualitativa los **pro y contra de la integración vertical** en el sector eléctrico. Concluye la publicación que el *trade off* regulatorio es que **con la separación vertical de la transmisión y la distribución de la generación y la comercialización se pierden economías de ámbito**, principalmente aquellas debidas a la coordinación de inversiones de transmisión y generación; **se ganan mercados de generación y comercialización más competitivos con menores barreras a la entrada, menores precios finales de la electricidad, y monopolios de transmisión y distribución más fáciles de regular.** El autor señala en el texto que su análisis sugiere que **es conveniente seguir considerando cada caso por sus méritos y no prohibir la integración per se.**

## 8.2.3 Caso emblemático del sector eléctrico chileno: Resolución N° 488 de 1997, de la Comisión Resolutiva<sup>14</sup>

Este caso, referido a la integración vertical entre Endesa y Transelec y la realización de licitaciones de energía para el suministro de clientes regulados, fue un antecedente que motivó en

gran parte el cambio legal introducido por la Ley N° 19.940, en materia de transmisión.

La Comisión Resolutiva analizó los incentivos anticompetitivos de las distribuidoras y

<sup>13</sup> Ministro del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, desde el año 2020

<sup>14</sup> Reemplazada por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia a fines del año 2003.

transmisores integradas verticalmente con generadores derivados de la legislación vigente a esa fecha, y estimó que *Transec S.A., en tanto virtual monopolio en la transmisión y transformación de alta tensión efectivamente tiene un incentivo para discriminar en precios y otras variables que definen su servicio, entre distintos generadores.*

Resolvió la Comisión Resolutiva formular instrucciones destinadas a aumentar los niveles de competencia y transparencia, tras *reconocer la existencia en el mercado eléctrico de diversas áreas de conflictos actuales y potenciales que derivan de lo imperfectamente competitivo que son algunas de sus actividades, la incompleta regulación del sector para las realidades actuales, y la asimetría de información que caracteriza la situación de los distintos participantes en estas actividades (...).*

Respecto de las empresas eléctricas la Comisión Resolutiva instruyó:

1.85. *Las asimetrías de información entre los distintos actores del mercado frente al transmisor en alta tensión, hacen necesario **que la empresa Transec S.A. se transforme, en la forma que definan sus accionistas y en un lapso prudente, en dueña de los activos de transmisión que hoy administra y en***

***sociedad anónima abierta de giro exclusivo, así como lo deberán ser las demás empresas que entren a esta actividad en el futuro, estén o no relacionadas con empresas en otros segmentos del mercado eléctrico.***

1.85. *La falta de un procedimiento que asegure el eficaz crecimiento de la red troncal cuando ello sea requerido, hace conveniente que la empresa de transmisión se abra a la participación accionaria de terceros, generadores o no, interesados en tales ampliaciones.*

1.85. *Por último, es necesario desde todo punto de vista, en función de una mayor transparencia, **que las empresas distribuidoras liciten públicamente sus abastecimientos de energía y potencia** sobre la base de condiciones libremente desarrolladas por ellas, que sean de general aplicación en un momento determinado, objetivas y no discriminatorias, y que, a diferencia de la situación actual, sean de público conocimiento, eliminando con ello cualquiera posibilidad de discriminación arbitraria e ilegítima, traspasando a los usuarios los eventuales menores costos derivados de este sistema de compras.*

## 8.2.4 Resolución N° 667 de 2002 de la Comisión Resolutiva

Con ocasión del anuncio de Endesa España del proceso de toma de control de Enersis y la eventual fusión de sus filiales Endesa y Chilectra, la Comisión Resolutiva evaluó los efectos en la competencia del sector eléctrico y mediante la resolución N.º 667 de 2002 señaló que *una fusión entre Endesa S.A. y Chilectra S.A., con las participaciones de mercado ya señaladas, puede afectar el mercado de la generación debido a la pérdida de un poder de compra tan importante como es Chilectra, produciéndose un efecto de cierre de mercado para los generadores existentes y/o potenciales. Por otra parte, los usuarios sometidos a fijación de precios perderían la posibilidad de beneficiarse de la competencia en las licitaciones de suministro ya que no se traspasarían los menores costos de compra, tal como se establece en la Resolución N° 488, sino que siempre estarían afectos a la tarifa máxima determinada por la autoridad.*

*Que estos perjuicios superan con creces los eventuales menores costos de transacción que supondría una acción de fusión entre estas empresas y respecto de los cuales no se beneficiarían los usuarios. En virtud de las consideraciones anteriores esta Comisión es del parecer de adoptar una medida en el sentido de **prohibir** a Enersis S.A. y a Elesur S.A., y en consecuencia también a Empresa Nacional de Electricidad S.A., Chilectra S.A. y Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A., **ejecutar cualquier acto u operación que involucre la fusión de las actividades de generación y distribución de electricidad en un sola entidad o empresa.***

Consideró también la Comisión Resolutiva que, es necesario dictar por esta Comisión instrucciones generales con el fin de que las empresas distribuidoras, en los procesos de licitación de suministro que convoquen, apliquen criterios

tendientes a profundizar una mayor apertura del mercado, cuidando la necesaria publicidad y transparencia de los mismos, para así permitir la participación de toda empresa, asociación o consorcio de empresas con actual o potencial capacidad de suministro, pudiendo conocer de antemano los contratos que se suscriban al

perfeccionarse la entrega del suministro licitado y, además, en todo caso, estando facultadas para presentar ofertas por el total del suministro que se pretenda contratar o por una parte de los bloques de energía y potencia en licitación.

## 8.3 Criterios sostenidos por la Fiscalía Nacional Económica y el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC)

Si bien no tiene un carácter resolutorio o de jurisprudencia, la “Guía para el análisis de restricciones verticales<sup>15</sup>” de junio de 2014, de la Fiscalía Nacional Económica, es clara en cuanto a su forma de analizar el establecimiento o no de restricciones verticales entre empresas. Concluye la Fiscalía que *el principio básico que se refleja en estos lineamientos es que, en términos generales, las empresas pueden utilizar aquellas restricciones verticales que o bien resulten inocuas, o cuyas eficiencias —tales como evitar la doble marginalización, potenciar la provisión óptima de servicios y prevenir el hold-up, entre otros— excedan a los riesgos y/o efectos anticompetitivos que tales restricciones verticales pueden producir, teniendo a su vez en consideración las condiciones de competencia del mercado en que se desarrollen y las características propias de las restricciones verticales de que se trate.*

Aunque no pertenecen al sector eléctrico, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia se ha pronunciado respecto de restricciones verticales en otros mercados. Como ejemplo, los informes N.º 14 / 2019 y N.º 21 / 2022 del Tribunal se refieren a restricciones de integración vertical para distintas empresas portuarias. Estos informes muestran los análisis que efectúa el Tribunal para determinar si corresponde aplicar algún resguardo o restricción a la integración vertical, y siguen a grandes rasgos los siguientes pasos:

1. Determinación del mercado relevantes y partícipes de él;
- ii. Determinación de las condiciones de competencia y participaciones de mercado;
- iii. Condiciones de ingreso al mercado relevante;
- iv. Identificación de resguardos de competencia en la regulación y en la provisión de servicios;
- v. Identificación de resguardos estructurales existentes.

Es importante mencionar que se pueden observar similitudes en los pasos de análisis seguidos en los informes del Tribunal y en la Guía para el análisis de restricciones verticales de la Fiscalía.

Complementario a lo anterior, el Informe N.º 21 / 2022, de forma académica, respecto del análisis de restricciones a la integración vertical señala.

*214. La doctrina en materia de **integración vertical** señala que esta **puede tener efectos procompetitivos**, por dos vías. La primera, **eliminando costos de transacción**, que surgen de la coexistencia de: (i) inversiones específicas; (ii) la imposibilidad de prever todas las contingencias futuras en un contrato; y (iii) la posibilidad de que se produzcan comportamientos oportunistas por parte de terceros, aprovechándose de que esas inversiones no tienen uso alternativo.*

*El segundo efecto procompetitivo de una integración vertical es que se **elimina el problema de doble marginalización o de monopolios sucesivos**, que*

<sup>15</sup> Señala la Guía que las restricciones verticales representan mecanismos de operación entre agentes económicos independientes, situados en diferentes niveles de una cadena de producción (estructura

vertical), a través de los cuales se regulan las condiciones con que éstos compran, venden o revenden ciertos productos o servicios.

se produce cuando dos o más agentes relacionados verticalmente, cada uno de ellos con poder de mercado, hacen un uso explotativo de dicho poder. En este caso, la integración vertical no solo mejora la posición conjunta de las firmas que se integran, sino que, además, genera un cobro al consumidor final que es inferior al que se produce por monopolios sucesivos.

215. Por otra parte, la literatura también reconoce que **este tipo de operaciones puede generar riesgos para la competencia** cuando la firma integrada verticalmente tiene la capacidad y los **incentivos para excluir rivales**, ya sea mediante el cierre total o parcial de insumos y/o clientes. Para que estas acciones tengan el carácter de anticompetitivas, ellas además deben tener el potencial de generar efectos nocivos para la competencia. **En consecuencia, para evaluar posibles riesgos para la competencia asociados a la integración vertical, un elemento central que se debe dilucidar es si la entidad fusionada tendrá la capacidad e incentivos para desplegar conductas exclusorias** en perjuicio de sus competidores aguas arriba (cierre de clientes) o aguas abajo (cierre de insumos), lo que, en último término, le permitirá afectar a los consumidores.



# 9 Principios y criterios para evaluar la integración vertical e introducir mecanismos competitivos

Para los efectos de definir los criterios y metodologías para determinar o no la necesidad de realizar una desintegración vertical (o limitarla) el regulador debe, como principio general, intentar **impedir que la empresa integrada favorezca sus ingresos mediante acciones anticompetitivas en desmedro de los consumidores**. Los costos de la integración se originan principalmente del hecho que una empresa con poder monopólico o dominante en cierto mercado puede favorecer a una filial, en desmedro de otros agentes, en los mercados aguas arriba del monopolio (los que le venden al monopolio) o aguas abajo (los que le compran al monopolio).

Como señala la publicación del año 1997 del actual ministro Paredes del TDLC, *el que a una empresa monopólica que opera en una industria regulada se le deba o no permitir integrarse verticalmente dependerá de los costos de regularla, de las economías que se alcancen con la integración y de las ventajas relativas de regular o limitar el favorecimiento y colusión de la empresa monopólica con un competidor no integrado, por sobre la vigilancia que se imponga a la filial*. Así, **la decisión de desintegrar verticalmente las empresas operadoras de SSMM debe obedecer a análisis que establezcan que los beneficios de la desintegración superan los costos de la integración vertical que se permite actualmente**.

En línea con lo señalado por el TDLC, la decisión de desintegrar los SSMM debe evaluar los efectos pro-competitivos. Al mismo tiempo se deben evaluar los riesgos para la competencia cuando la

empresa operadora integrada verticalmente tiene la capacidad y los incentivos para excluir rivales. En consecuencia, se debe evaluar si los operadores de SSMM tienen la capacidad e incentivos para desplegar conductas exclusorias en perjuicio de sus competidores en el mercado de generación.

Como las tarifas y condiciones de prestación de servicios de distribución, transmisión y generación de las empresas operadoras de los SSMM están regulados y los clientes finales se verían directamente perjudicados de las imperfecciones de mercados desintegrados, se coincide con lo concluido en 1997 por Ricardo Paredes, en cuanto a que ***para que se proceda a impedir la integración, y más todavía a promover la desintegración, se debiera demostrar, más allá de simples especulaciones, que el costo de las estructuras integradas en forma vertical es sustancialmente mayor que el de aquellas separadas***.

Independiente de la decisión de efectuar o no una restricción a la integración vertical de las empresas operadoras de SSMM, la introducción de mecanismos de competencia en el suministro a clientes finales de SSMM debe hacerse de forma objetiva y no discriminatoria, de manera que se traspasen a los usuarios los eventuales menores costos derivados de estos mecanismos.

En tal sentido, en el Anexo N° 17.7 se adjunta en detalle una caracterización de las condiciones de competencia actuales de los SSMM referidas a las condiciones de ingreso al mercado, a la identificación de resguardos de competencia en la

regulación y provisión de servicios, a la identificación de los beneficios y riesgos de la integración vertical de los SSMM y la mitigación de riesgos en caso de que los SSMM sean integrados verticalmente.

A continuación, se realiza un análisis de las alternativas de desintegración e integración, y de introducción de mecanismos de competencia en generación en los SSMM señalados en la Figura 10.

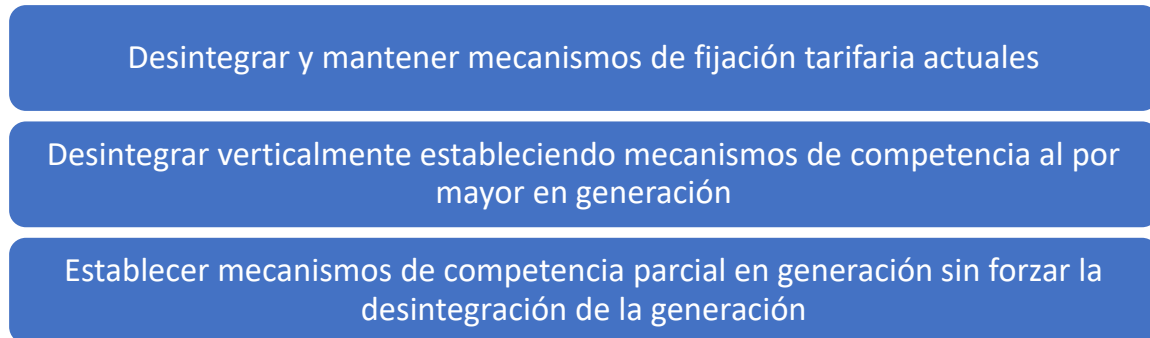


Figura 10: Alternativas de integración/desintegración

## 9.1 Desintegrar verticalmente manteniendo los mecanismos actuales de fijación tarifaria

El hecho de forzar una desintegración vertical en el segmento de la generación de los SSMM y mantener los mecanismos de fijación tarifaria actuales implicaría mantener empresas reguladas en generación y por otra parte empresas reguladas en distribución y transmisión, lo que afectaría directamente a los clientes finales pues no se beneficiarían de las economías de escala que genera la integración.

Lo anterior es producto de que, actualmente y de acuerdo al mecanismo de fijación tarifaria vigente (el que se realiza cada 4 años de manera obligatoria) deben considerarse las economías de ámbito y escalas asociadas a la integración vertical

con el segmento de distribución en la elaboración del plan de expansión óptimo y el proyecto de reposición eficiente. Por ello, en caso de forzar la desintegración, dichas economías desaparecerían, lo que quedaría reflejado en el nivel tarifario.

Por lo expuesto, desintegrar verticalmente la generación respecto de los otros segmentos y mantener la fijación tarifaria actual, sin modificaciones, no redundaría en un beneficio para los clientes finales, los que perderían las economías de integración como ya se señaló.

## 9.2 Desintegrar verticalmente estableciendo mecanismos de competencia al por mayor en generación

Por otra parte, tomar la decisión de desintegrar el sector de generación e incorporar mecanismos de competencia sólo tendría sentido si, como

resultado de los mecanismos competitivos, los costos para los clientes finales (considerando la pérdida de las economías de ámbito) resultarían

menores a mantener la situación actual de integración.

El criterio es claro. Sin embargo, la reducción de costos que beneficie a los clientes finales es muy difícil de anticipar, pues los resultados de cualquier mecanismo competitivo están sujetos a variables difíciles de prever como lo son el precio de los insumos, del dólar, de los materiales, mano de obra, riesgos locales y riesgos globales, entre otros.

Ahora bien, también es necesario tener presente que, al desintegrarse la generación, la empresa operadora de los sistemas de distribución y transmisión, perdería cualquier incentivo para favorecer a un generador de su propiedad versus cualquier otro generador, por lo que no sería

necesario contar con un operador independiente, sino que tal como ocurre en otros países, el propietario de las redes podría ser el mismo coordinador y operador del sistema.

En conclusión, dado que establecer un mercado competitivo en generación requiere un nivel de demanda que permita que distintos tipos de centrales compitan aprovechando economías de escala, mientras que el tamaño de los SSMM no parece suficiente para gatillar nuevos proyectos de generación que puedan aprovechar dichas economías de escala, esta alternativa parece riesgosa, toda vez que no se puede cuantificar si habrá beneficios para los clientes.

## 9.3 Establecer mecanismos de competencia parcial en generación sin forzar la desintegración de la generación

La regulación actual, para introducir competencia, permite la participación de generadores incluidos en el catastro de proyectos o la libre entrada de cualquier generador, remunerando el costo variable medio desplazado de la empresa operadora correspondiente. Sin embargo, tal como se señaló en la sección 8.1, esta regulación no ha resultado efectiva, en cuanto a que a pesar de ello son muy escasos los nuevos proyectos. Es más, el proceso de planificación y expansión actual de los SSMM muestra que estos se siguen expandiendo en base a generación térmica fósil.

Por lo tanto, forzar la desintegración vertical de la generación en un sistema bien regulado y monitoreado (como es el de los SSMM) parece no generar beneficios para los clientes finales, particularmente cuando la institucionalidad responsable por velar por el debido resguardo de la competencia es fuerte. Las restricciones que existen hoy en el SEN (establecidas en el artículo 7° de la Ley General de Servicios Eléctricos) parecen no tener sentido que se hagan extensivas a los SSMM bajo la actual regulación e

institucionalidad. Forzar la desintegración en los SSMM podría ser contraproducente.

Finalmente, el hecho de establecer un mecanismo de competencia parcial, por ejemplo, a través de licitaciones de bloques de energía para los SSMM, que se integren al proceso de tarificación actual, podría ser una solución mixta que permita avanzar progresivamente hacia la descarbonización de la matriz eléctrica de los sistemas medianos. Esta propuesta es consistente con lo señalado en el mencionado estudio de DICTUC (2021), en la sección 11.3.1 "Propuesta de Implementación" del Informe "Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquema de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes".

En la siguiente sección se profundiza respecto de esta propuesta en relación a la integración de estos dos instrumentos regulatorios: la licitación de bloques de suministro de energía y una planificación y tarificación centralizada.

## 9.4 Propuesta de licitación de bloques de energía físicos integrados a un proceso de planificación y tarificación centralizada (régimen mixto)

Profundizando en la alternativa de un régimen mixto, cabría la posibilidad que la Comisión realice una licitación pública para bloques de energía renovable con almacenamiento que permitan cubrir las necesidades actuales y futuras de los SSMM.

Los oferentes deberían ofertar un precio por energía (US\$/MWh) que recibirían por un mínimo de 15 años, junto con la fórmula de indexación correspondiente. Además, la oferta debería considerar el ingreso por aporte de suficiencia que tendrían estas centrales.

En tanto, en el proceso tarifario, la Comisión debería considerar las centrales adjudicadas junto con sus características técnicas reales para el proyecto de expansión y para el proyecto de reposición eficiente, de forma que las expansiones planificadas centralmente, tanto de transmisión como de nueva generación, tengan en consideración la presencia de la o las nuevas centrales adjudicadas.

Las centrales adjudicadas deberían ingresarse a costo cero en los proyectos de expansión y de reposición eficiente. De esta forma, tanto el costo incremental de desarrollo (CID) como el costo total de largo plazo (CTLP), y por lo tanto los precios de nudo resultantes del proceso de tarificación, sólo remunerarían las instalaciones de infraestructura centralmente planificadas y no las centrales adjudicadas, evitando así un doble pago.

Ahora bien, al cálculo del precio de nudo se le debería agregar una nueva componente asociada al resultado de la licitación realizada, de forma que logre recaudar de los clientes finales el valor a pagar a las plantas de generación (tanto las existentes y planificadas centralizadamente como a las gatilladas a partir de la licitación). Este precio debería ser calculado periódicamente, por ejemplo, cada 6 meses, de forma de ir ajustándolo

en función de las indexaciones, energía proyectada u otras variables.

Como un resguardo del proceso licitatorio, a efectos de evitar un resultado contrario al esperado, la Comisión debería, antes de realizar la licitación, calcular el precio máximo de la misma que impida cualquier adjudicación por sobre ese precio, para evitar un perjuicio a los clientes finales.

Respecto de la repartición de ingresos, se debería aplicar un procedimiento similar al establecido actualmente para los SSMM donde existe más de una empresa de generación. Es decir, respecto de la recaudación por concepto de energía, debería distinguirse lo recaudado producto del proceso de tarificación de lo recaudado producto de la licitación. Los ingresos provenientes de la recaudación asociada a la tarificación deberían seguir sujetos a las actuales reglas y los montos recaudados producto de la de licitación debiesen tener una regla especial. Estos montos deberían repartirse solo entre los generadores adjudicados, en función del precio y la **energía efectivamente inyectada** durante el período de facturación. El hecho que el ingreso que recibe el proyecto dependa de su energía efectivamente inyectada (a diferencia de lo que ocurre en el SEN), permitiría que se concrete en la práctica el incentivo a la inyección renovable, el proyecto se desarrolle y se mantenga operando y no corresponda a un contrato comercial que pueda finalmente terminar siendo suministrado por fuentes distintas a la licitada.

Respecto de la recaudación por potencia, la asignación que deberían recibir las centrales licitadas debería ser coherente con su aporte a la suficiencia del correspondiente SSMM y el precio de punta que corresponda. La recaudación restante seguiría el procedimiento de repartición bajo las reglas vigentes.

Esta propuesta, al integrarse con la propuesta asociada a que los SSMM se incorporen al mecanismo de precio de nudo promedio del SEN, permitiría paulatina y progresivamente incorporar mecanismos competitivos en los SSMM, orientados a soluciones renovables con almacenamiento. Con ello, cuando existan las condiciones, el mecanismo de licitaciones se debiera utilizar predominantemente en vez del mecanismo de planificación.

# 10 Caracterización y definiciones de sistemas eléctricos

A efectos de proponer una mejora regulatoria, en cuanto a la mejor forma de caracterizar a los SSMM, junto con tener claro cómo la LGSE define sistema eléctrico, Sistema Eléctrico Nacional, SSMM y sistemas aislados, se estima una contribución revisar regulaciones de otros países, como la de los territorios del norte de Australia,

de las Islas Canarias de España y de los sistemas de las Zonas no interconectadas de Colombia, que permitan tener a la vista las distintas variables regulatorias y de señales de precios a considerar en caso de una expansión de los SSMM producto de la instalación de proyectos de hidrógeno verde.

## 10.1 Experiencia comparada

### 10.1.1 Territorios del Norte de Australia

Al igual que muchos otros países del mundo, Australia también presentó una reforma a su mercado eléctrico a principios de los años 90. Estas reformas parten en el estado de Victoria en 1994 introduciendo competencia al mercado eléctrico a través de la creación del Victoria Power Exchange (Quiggin, 2015; D. Sharma, 2003). A continuación, se sumaron otros estados a esta tendencia creándose el Mercado Nacional de Electricidad (NEM), que comprende las jurisdicciones del este de Australia, incluyendo Queensland, Victoria, Nueva Gales del Sur, Australia del Sur y Tasmania. Esta última se incorporó al NEM en 2005; Australia Occidental y el Territorio del Norte no están conectados al NEM, y tienen sus propios sistemas de electricidad y arreglos regulatorios separados.

El NEM es un mercado mayorista donde los generadores y minoristas comercializan su electricidad a precios que se determinan en la medida que se va satisfaciendo la demanda del sistema. Los precios se fijan cada media hora, y dichos precios son utilizados por el Operador del Mercado Energético Australiano (AEMO) como base para la liquidación de las transacciones financieras de toda la energía comercializada en el NEM. El NEM es uno de los mercados de energía

más transparentes y grandes del mundo (Simshauser & Nelson, 2013), cubre alrededor de 40.000 km de líneas y cables de transmisión, abasteciendo a unos 9 millones de clientes. Interconecta los seis estados y territorios del este y del sur y proporciona alrededor del 80% de todo el consumo de electricidad en Australia. Tiene una capacidad total instalada de unos 50.000 MW, siendo el carbón (tanto negro como marrón) la fuente del 74% de la electricidad generada.

**El mercado eléctrico del Territorio del Norte (NT)** en Australia se caracteriza por la dispersión de las redes eléctricas, muchas de las cuales atienden a las cargas de baja densidad de las comunidades indígenas situadas en lugares remotos, y a menudo están expuestas a condiciones meteorológicas extremas. Su ubicación cerca de los trópicos implica que el NT es también rico en recursos de energía solar. Presenta alrededor de 700 MW de capacidad instalada en la red.

Este mercado funcionó como una empresa de servicios múltiples **integrada vertical y horizontalmente** entre 1980 y 2014 bajo la Power and Water Corporation (PWC). A partir de 2012 este territorio presentó varias reformas para

promover la competencia y la eficiencia en el sector del suministro de electricidad y una mayor alineación de los acuerdos reguladores con los que operan en el Mercado Nacional de Electricidad (NEM) con el objeto de mejorar las condiciones para los consumidores de electricidad del Territorio (NT Government, 2014).

En julio de 2014, **la PWC se dividió en tres entidades estatales reguladas y sujetas a concurso por separado en términos contables y jurídicos**: Territory Generation (el mayor productor de electricidad, que posee 592 MW de capacidad instalada y contrata otros 114,5 MW de los Generadores de Energía Independientes (GEI)); Power and Water (responsable de la gestión de las redes) y Jacana Energy (el minorista de energía). Otras medidas son la **transferencia de la regulación económica de las redes eléctricas al Regulador Australiano de la Energía (AER), el establecimiento de un mercado mayorista de electricidad y la reforma del sector minorista de la electricidad**. (NT Government, 2016).

Las reformas en el Territorio del Norte condujeron finalmente a la puesta en marcha del **Mercado Interino de Electricidad del Territorio del Norte (I-NTEM)** en mayo de 2015, cuyo funcionamiento se presenta en la Figura 11. El I-NTEM facilita los acuerdos de venta al por mayor de electricidad entre generadores y minoristas en el mercado de la electricidad mediante la introducción de un despacho económico eficiente de la generación y las funciones básicas de funcionamiento del mercado. Los consumidores pueden comprar electricidad a cualquier minorista autorizado por la Comisión de Servicios Públicos. La creación de un operador del mercado (MO) junto con el actual controlador del sistema (SC) apoya la iniciativa general al eliminar las decisiones de despacho de la empresa anteriormente integrada verticalmente. El operador del mercado también es responsable de la publicación de los datos del mercado, incluidos los precios diarios y las declaraciones de liquidación virtual a los participantes.

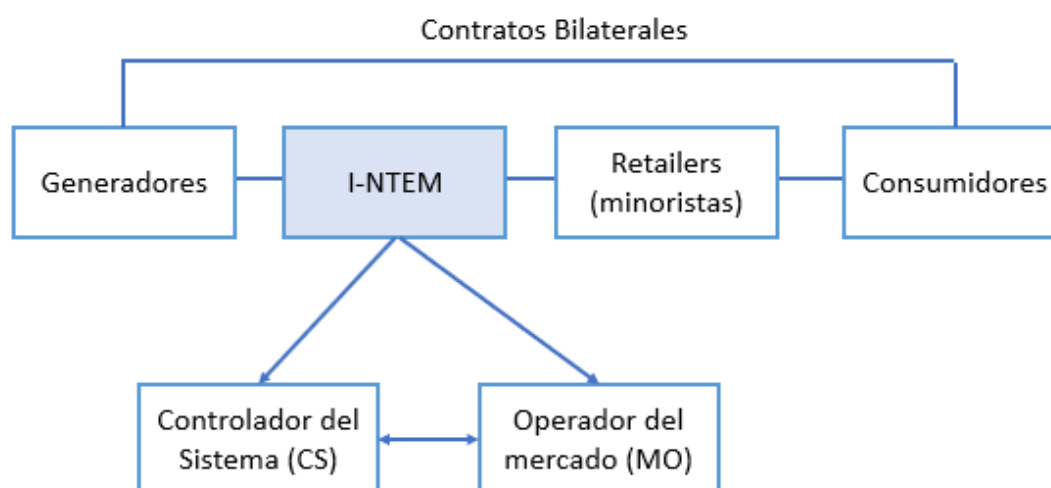


Figura 11: Funcionamiento del Mercado Interino de Electricidad del Territorio del Norte (I-NTEM). Fuente: (Nepal & Menezes, 2016)

La Figura 12 muestra la ubicación geográfica del I-NTEM observándose que las redes eléctricas están muy dispersas, presentan más de 5.800 km de líneas aéreas, 3.000 km de cable subterráneo y 40.000 postes que conectan a los habitantes del Territorio con la red eléctrica (PowerWater, 2016)<sup>16</sup>. La empresa indígena Essential Services (filial de PWC) gestiona la mayor flota de generadores diésel de Australia para suministrar electricidad a los habitantes de las zonas remotas y regionales del Territorio (177 generadores diésel

que alimentan 56 centrales eléctricas insulares y utilizan más de 30 millones de litros de diésel al año). Alrededor de 72 comunidades indígenas remotas y 66 tierras natales del Territorio reciben servicios esenciales (NT Government, 2016). Por lo tanto, los habitantes de los territorios remotos y regionales tienen un gran margen para cambiar a la energía renovable descentralizada (principalmente solar) y reducir la dependencia del consumo de diésel, que es perjudicial para el medio ambiente.

<sup>16</sup> <https://www.powerwater.com.au/about/what-we-do/water-supply/darwin-water-supply>

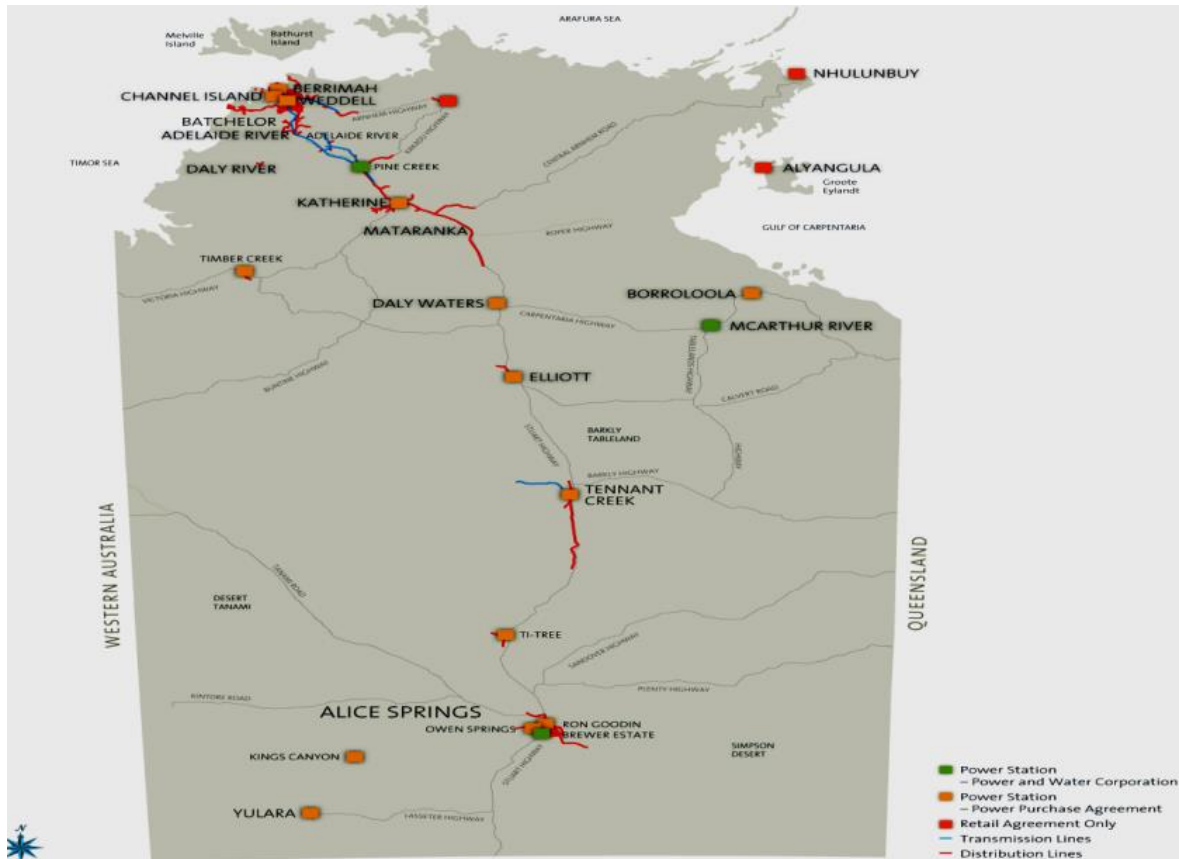


Figura 12: Mapa del I-NTEM. Fuente: Adaptado de Power and Water ([https://www.powerwater.com.au/networks\\_and\\_infrastructure/power\\_networks](https://www.powerwater.com.au/networks_and_infrastructure/power_networks))

Entre los tres mercados mayoristas de Australia, NT presenta los mayores costos mayoristas y minoristas como porcentaje del precio residencial. Por lo tanto, existe un margen importante para reducir estos costos a través de una mayor competencia, promoviendo una mayor participación de generadores independientes y de los minoristas en el suministro de electricidad.

En el caso del mercado de la electricidad del NT, sin embargo, su pequeño tamaño limita la eficacia de los mercados mayoristas, ya que sólo se puede apoyar a un número limitado de empresas generadoras. Esto puede dar lugar a situaciones de mercado oligopolístico y puede ser susceptible de poder de mercado en ausencia de supervisión de éste (Domah, 2002). No obstante, los precios al por mayor pueden ajustarse al costo marginal a

largo plazo de la generación incluso si se encuentra concentrada, siempre que la entrada en la generación sea contestable y se permita a los generadores contratar con los minoristas/grandes clientes (Newbery, 1998). La eficacia de la competencia dependerá de la contestabilidad del mercado y, por tanto, de la facilidad de entrada.

En términos de extensión geográfica y tamaño, la situación del mercado eléctrico del Territorio del Norte de Australia difiere de la situación de los SSMM chilenos donde la capacidad instalada de generación, así como los kms de redes existentes son muchísimos menores. Además, la definición es sólo en base al territorio o ubicación geográfica.



## 10.1.2 Sistema de las Islas Canarias (España)

El sector eléctrico canario presenta las características de un sistema aislado, es decir, desconectado de las grandes redes eléctricas europeas. Este aislamiento es doble, ya que cada isla forma, a su vez, un sistema eléctrico independiente exceptuando la conexión existente entre Fuerteventura y Lanzarote (Perez & Ramos

Real, 2008). Actualmente carecen de cualquier posibilidad de interconexión entre sí por las grandes profundidades marinas que impiden el tendido de cables submarinos.

La

eólica 78,5% y la fotovoltaica 18,2%). De acuerdo con el Anuario Energético del año 2020, en Gran Canaria y Tenerife la energía eléctrica se produjo fundamentalmente con turbinas de vapor y ciclos combinados, mientras que para el resto de las islas existe una alta participación de la tecnología diésel.

Tabla 5 presenta la producción de electricidad del archipiélago a nivel de islas con un total de 8.355 GW/hora, destacando Gran Canaria y Tenerife con un 80% de la demanda total en 2020. De esta producción el 83% es generada por centrales térmicas, mientras que el 17% por fuentes renovables (la mayor parte fue generada por la

Tabla 5: Capacidad instalada (MW) y producción de energía eléctrica por isla (GWh) el año 2020 (Canarias, 2022)

	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Capacidad instalada (MW)	1.255	1.417	273	228	118	22	38	3.350
Producción energía (GWh/año)	3341	3316	741	557	266	71	63	8.355

A partir de 1997 el sector eléctrico español comenzó un profundo proceso de liberalización que también afectó a sectores no interconectados. Hasta diciembre de 2003 el sector eléctrico en Canarias funcionó bajo el sistema de regulación anterior a 1997 (el denominado Marco Legal y Estable, MLE) que retribuía a las empresas del sector a partir del reconocimiento de costos estándares que se recuperaban a través de una tarifa regulada.

Actualmente la regulación del sector en Canarias se fundamenta en la Ley del Sector Eléctrico (LSE) de 1997 y, en concreto, en el Real Decreto 738/2015 que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Hasta el año 2006 el modelo industrial del sector eléctrico canario estaba estructurado a través de una única empresa integrada verticalmente (Endesa-Unelco) en las fases de generación, transporte-despacho de energía y distribución que se encargaba de garantizar el suministro en condiciones de seguridad y calidad adecuadas. El proceso de electrificación de Canarias se desarrolló durante los últimos 25 años del siglo XX. De este modo, la intervención del Instituto Nacional de Industria a partir de 1965 fue determinante, ya que inició un proceso de fusiones y absorciones que continuó a lo largo de la década de los 70's. En los años 80's, Unelco podía considerarse, en la práctica, como el único gestor del sistema: generaba la mayor parte de la electricidad, transportaba, distribuía y comercializaba en exclusividad. La puesta en práctica de los cambios legislativos realizados en el sector eléctrico canario llevaron a una nueva

estructura de integración vertical, como se observa en la Figura 13.

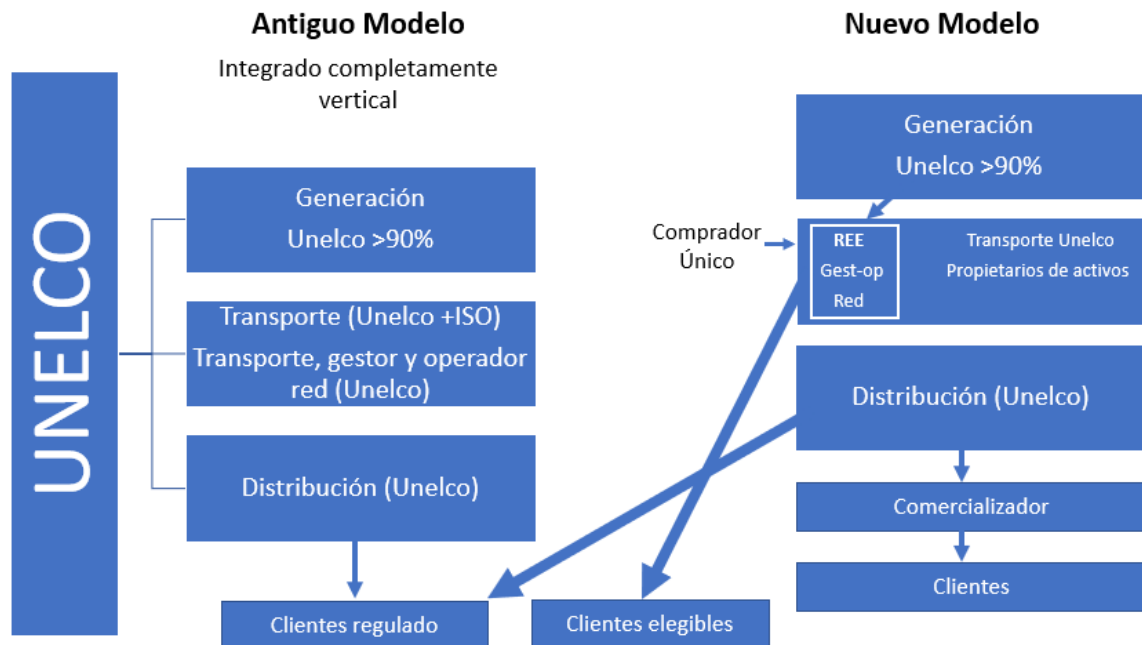


Figura 13: Cambio de la organización industrial del mercado eléctrico canario. Fuente: (Perez & Ramos Real, 2008)

Se observan dos cambios importantes. Primero, desde la publicación de la Ley 17/2007, aparece la Red Eléctrica de España (REE) como gestor de la red de transporte y operador del sistema. REE no es propietaria de la red de transporte, sino que tiene la responsabilidad de planificar, desarrollar, y mantener la red de transporte en los sistemas insulares y extrapeninsulares. REE presenta dos objetivos básicos: asegurar la garantía del suministro de la red y hacerlo incurriendo en los menores costos posibles. En este sentido, REE actúa como un **comprador único** que adquiere la energía mediante un orden de mérito de generación (basado en la minimización de los costos variables de las unidades generadoras) y **la entrega a la red de distribución para su posterior comercialización o directamente a clientes cualificados o elegibles**. Además, corresponde a REE, como gestor de la red, la planificación de la red de transporte a largo plazo, proponiendo los medios para conseguir el nivel de garantía del suministro en cada sistema eléctrico insular. Como responsable de la seguridad, REE estudia y autoriza o deniega los trabajos que, a propuesta del propietario de las instalaciones, se requieran efectuar en la red de transporte y emite las órdenes necesarias para su explotación.

Esta estructura donde la propiedad y la gestión no están integradas en un mismo organismo puede generar importantes problemas de coordinación y/o de incentivos, no permitiendo un desarrollo eficiente de la capacidad y, por tanto, del funcionamiento del sistema eléctrico. Si el transportista es también un generador más, puede actuar de forma que impida la entrada de otros competidores a pesar de que REE sea el gestor de la red. En el caso canario este problema se puede presentar dado que Unelco-Endesa es el único transportista y es el generador casi exclusivo de los distintos sistemas insulares.

Otra modificación importante es la aparición de la **figura del comercializador que adquiere la energía del operador** de la red pagando un precio igual al del sistema peninsular. Aunque realmente ya podían operar como tal desde 2003, la presencia de REE en Canarias facilitó la entrada de nuevos comercializadores y aumentó el peso de esta actividad en el mercado, al permitir una mayor transparencia en el funcionamiento del sistema.

## 10.1.3 Sistemas de las Zonas no interconectadas de Colombia (ZNI)

A principios de los 90s a través de la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica, se llevó a cabo en Colombia una importante reforma del sector eléctrico donde se desagregaron algunos procesos de la cadena productiva con el fin de buscar la competencia en los segmentos donde fuera posible. Es así, como se introdujo competencia en generación y comercialización, desintegrándose verticalmente e introduciendo incentivos a la entrada de nuevos agentes a la industria. Por otro lado, transporte y distribución, por sus limitantes técnicas y de inversiones, continuaron como monopolios naturales con el predominio de la participación del Estado (Flórez Acosta et al., 2009)

Esta ley fijó el marco de funcionamiento para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que contempla al 47% del territorio y para las zonas no interconectadas (ZNI) con un 53% del territorio por municipios. Las ZNI son los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (Artículo 1 de la Ley 855 de 2003), correspondiendo a 200.956 usuarios atendidos, 18 departamentos, 76 municipios, 16 áreas no municipalizadas, 1.797 localidades y 92 entidades prestadoras de servicios.

Las ZNI se definieron como aquellas áreas geográficas “donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional” (artículo 11, Ley 143 de 1994). Éstas se caracterizan por su baja densidad poblacional, por estar ubicadas a una larga distancia de los centros urbanos, por la dificultad de acceso y por su gran riqueza de recursos naturales. Por esto, resulta tan costoso integrarlas al SIN y se hace necesario que la prestación del servicio se genere directamente en cada zona y, gracias a la abundancia de recursos, se busca que las soluciones energéticas se basen en fuentes alternativas a las tradicionales (plantas diésel)<sup>17</sup>.

Las ZNI representan menos del 5% de la población del país (IPSE, 2018). La Figura 14 muestra la distribución geográfica de la ZNI de Colombia.

<sup>17</sup> Flórez Acosta, Jorge Hernán, Tobón Orozco, David, & Castillo Quintero, Gustavo Adolfo. (2009). ¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (ZNI) en Colombia?: un análisis

de la estructura institucional. Cuadernos de Administración, 22(38), 219-245

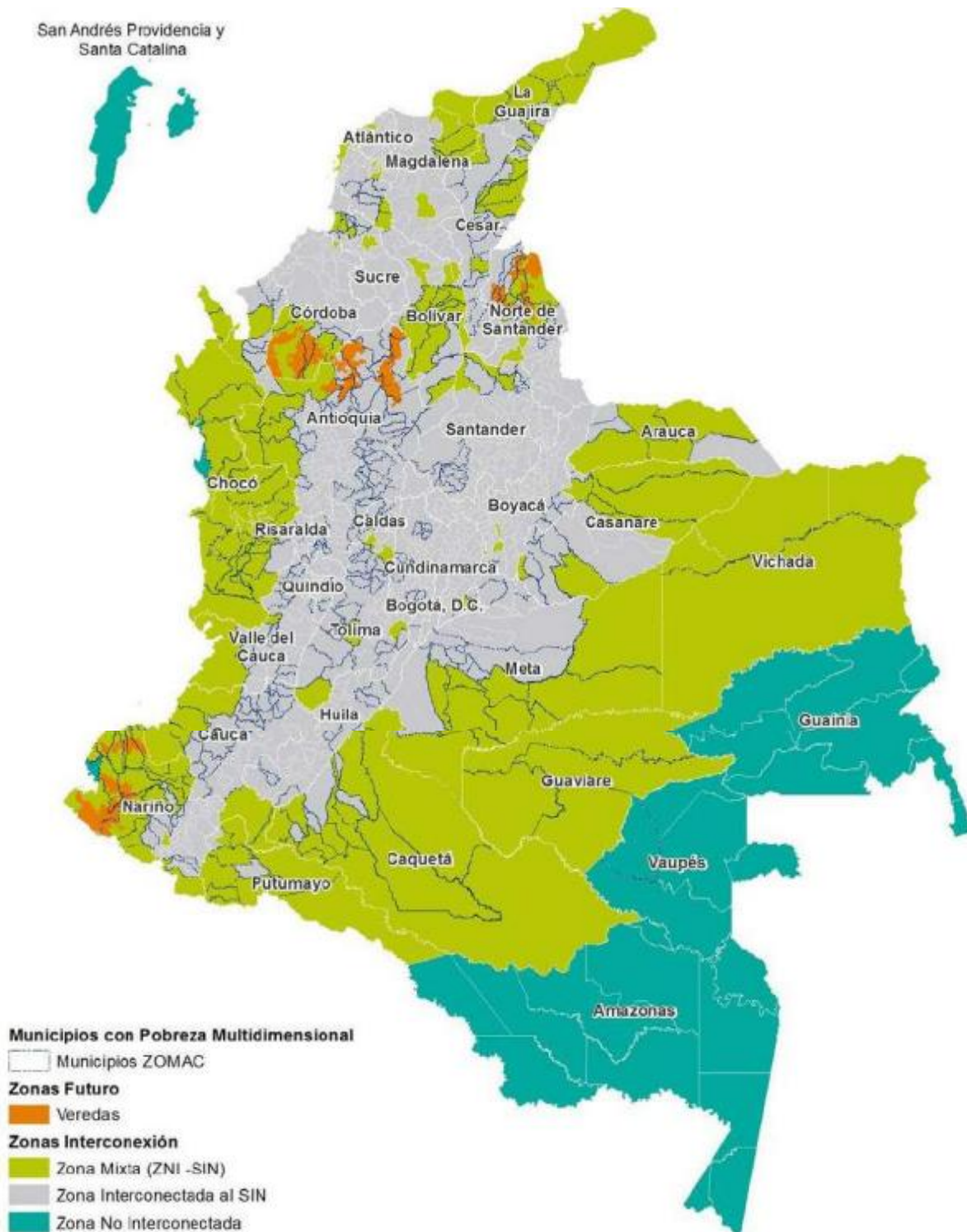


Figura 14: Mapa de caracterización de las zonas no interconectadas. Fuente: Informe de Gestión 2021 (IPSE, 2022)

En 2021, la producción de energía del país en áreas aisladas presenta una capacidad instalada de 310,5 MW, de los cuales 44,8 MW provienen de energías renovables no convencionales, con una generación anual de 388,94 GWh (IPSE, 2021). La

Tabla 6 muestra el detalle de la generación diésel y de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR), lo que muestra que las ZNI poseen un nivel muy bajo de diversificación tecnológica.

Tabla 6: Capacidad instalada de generación en ZNI Colombia (2021)

	Generación (MW)	Usuarios Beneficiarios
Diesel	265,7	155.626
FNCER solar fotovoltaica	35	43.000 aprox
FNCER con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	4,3	
FNCER con Residuos Sólidos Urbanos	1	
FNCER con Biomasa	4,5	
<b>Total</b>	<b>310,5</b>	

Fuente: (IPSE, 2022)

Al establecerse el diésel como principal fuente de generación, los costos de abastecimiento se incrementan por la compra del combustible y por los costos de transporte para algunas localidades, dado que se trata de zonas de difícil. Esta alta generación a base de diésel ha incrementado la huella de carbono de los sistemas energéticos colombianos, así como la contaminación de los ecosistemas (González-Montoya et al., 2018).

Las ZNI se caracterizan por su gran distancia a los principales centros urbanos; son zonas con difícil acceso en donde se hace muy difícil la instalación de infraestructura (Bustos González et al., 2014). Existe baja densidad poblacional y reducida capacidad de pago, con bajo nivel de consumo eléctrico y altos costos de prestación del servicio. Por otra parte, hay una importante falta de

medición por parte del generador y los usuarios finales, con una reducida calidad, confiabilidad y continuidad del suministro (IPSE, 2018). En general el costo promedio es del doble del SIN (por kW/h) y se presenta una intermitencia equivalente a la mitad del horario del suministro corriente.

Esta alta generación fósil ha llevado al gobierno colombiano a crear y modificar algunas normas y leyes que incentiven el uso de fuentes de energía renovable no convencionales diversificando la matriz energética, tal como se detalla en el Anexo N°17.8.

### 10.1.3.1 Regulación de la oferta de generación en las ZNI

En comparación con el Sistema Interconectado, para el cual existe un mercado mayorista con separación vertical de las actividades de generación, distribución, comercialización y transmisión, donde se fija el precio marginal mediante una bolsa de energía, para las ZNI no existe un mecanismo de mercado para determinar el precio de la electricidad. Los agentes generadores se encuentran integrados verticalmente, y no está definida con claridad la separación entre la generación, la distribución y la comercialización, debido a que primero se debe enfrentar el problema de cómo proveer el servicio en estas zonas. En cuanto a costos y tarifas, existen reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que fijan la fórmula tarifaria y la estructura general de costos (Flórez Acosta et al., 2009).<sup>18</sup>

A pesar de la integración vertical de la generación y distribución en la ZNI, en Colombia se ha introducido competencia a través de los procesos de licitación pública en proyectos energía de Asociaciones Público-Privadas ("APP").

A pesar de los importantes avances en electrificación de las ZNI, es necesario generar mayores incentivos para la penetración de energías renovables no convencionales y definir esquemas comerciales e industriales que hagan posibles ampliar la cobertura en estos sectores.

<sup>18</sup> Tarifas para las ZNI: Las tarifa para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en las ZNI, se establece bajo un esquema establecido por la CREG, organismo encargado de definir la metodología y las fórmulas con las cuales se remunerarán las actividades de generación, distribución y comercialización en tales zonas. En la Resolución CREG

091/2007 se establece la metodología necesaria para remunerar las actividades señaladas y la fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica. Para el cálculo de la tarifa final se incluye los esquemas de subsidios. (Resolución CREG 091/2007).

## 10.2 Caracterización y definiciones de sistemas eléctricos y de Sistema Eléctrico Nacional en la LGSE

Tal como se señaló en el acápite 5.3.1 la definición legal de SSMM y la inexistencia de un proceso de transición a un sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a los 200 MW es una barrera para la conexión de proyectos de hidrógeno verde a los SSMM, así como también es una barrera para la transición hacia una matriz renovable.

Al respecto, y siendo este un punto fundamental del presente estudio, habiéndose establecido que se está frente a una importante barrera, se hace necesario realizar un análisis conceptual de los impactos regulatorios que acarrea esta situación para finalmente realizar una propuesta de caracterización de los SSMM que permita resolver los problemas planteados.

Por las razones expuestas es necesario tener una mirada amplia del tratamiento que la LGSE da a los SSMM, al SEN y a los sistemas eléctricos de manera genérica.

La LGSE, en su artículo 225°, literal a) define sistema eléctrico como *“conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica”*. Luego, en el literal b) del mismo artículo define al Sistema Eléctrico Nacional como *“Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.”*

A su vez, el artículo 173° define Sistemas Medianos como *“sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts”*.

Finalmente, la ley establece una regulación especial para *“aquellos sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts de capacidad instalada de generación”*, en los que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 199° sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo

147° (usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts ubicados en zona de concesión de distribución o que se conecten mediante líneas propias o de terceros a las instalaciones de distribución). Estos sistemas, doctrinariamente, son conocidos como Sistemas Aislados.

Este conjunto de definiciones de los distintos tipos de sistemas eléctricos existentes en la normativa nacional, sujetos cada uno de ellos a distintas regulaciones en materias de planificación y tarifación debe analizarse en su conjunto a efectos de proponer una nueva caracterización de los SSMM que permita la conexión de proyectos de hidrógeno a la red y la transición hacia una matriz renovable.

En primer lugar, cabe mencionar que la ley N° 20.936 al definir el SEN como sistema eléctrico interconectado con capacidad de generación igual o superior a 200 MW se hizo cargo de identificar e individualizar al actual sistema interconectado con las señaladas características, pero no armonizó las restantes normas existentes donde se hablaba de sistemas eléctricos, en plural, iguales o superiores a 200 MW<sup>19</sup>, abriendo con ello una serie de interrogantes que se señalaron en el numeral 4.3.1 y se analizarán en mayor profundidad en las siguientes secciones.

A su vez, como ya se ha señalado, puesto que la regulación aplicable a los sistemas eléctricos cambia abruptamente sin la existencia de un periodo transitorio, si se alcanza el límite máximo de 200 MW de capacidad instalada de generación, la conexión de medios de generación a SSMM para la obtención de hidrógeno verde o la conexión de un proyecto de hidrógeno verde en calidad de cliente final, puede gatillar el cambio de la regulación que debe ser aplicada, lo que puede ocasionar importantes variaciones en la planificación de los sistemas o en los precios para clientes y empresas eléctricas.

<sup>19</sup> Artículos 150° ter, 157°y 159° LGSE.

Incluso si no se alcanzase el límite de 200 MW en capacidad instalada de generación, el desarrollo de un proyecto para la obtención de hidrógeno verde puede tener implicancias en los procesos

de planificación que deben realizarse conforme a la normativa vigente.

## 10.2.1 Interpretación y armonización de las definiciones de sistemas eléctricos y SEN

El problema esbozado anteriormente tiene su origen con las modificaciones introducidas por la ley N° 20.936, la que incorporó en el artículo 225° letra b) la definición de SEN y los Títulos II Bis (artículo 72°-1 a 72°-22) y VI Bis (artículo 212°-1 a 212°-14), creando la figura del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional<sup>20</sup>. Obviamente, estas modificaciones legales no tuvieron en consideración la regulación referida a los SSMM, en particular el caso de que éstos alcanzasen los 200 MW de capacidad instalada de generación, pasando con ello a ser otro tipo de sistema eléctrico regido por una normativa distinta.

La situación descrita obedece a que el legislador al momento de incorporar a la LGSE la definición de SEN solo tuvo a la vista la interconexión del Sistema Interconectado Central con el Sistema Interconectado del Norte Grande.

En el Título II Bis de la LGSE, existe claridad respecto a que la mayoría de las disposiciones allí contenidas son aplicables solo al SEN (principios de la coordinación, funciones del Coordinador, obligaciones de los coordinados). También existe claridad respecto a la excepción legal establecida de manera expresa en el artículo 72°-1, donde es la ley la que instruye al Coordinador a programar la operación de los SSMM en los casos en que en estos exista más de una empresa operando.

A su vez la situación de los intercambios internacionales de servicios eléctricos y la interconexión internacional, mencionada en el acápite 5.3.5, donde a pesar de que la normativa le asigna un rol específico al Coordinador (el que

cumple mayoritariamente funciones solo respecto al SEN), la ley explicita en el artículo 82° que se trata de intercambios en todo el territorio nacional. Este tema, como ya se mencionó, fue zanjado por CGR al tomar razón del DS 142/2016, donde permitió aplicar la regulación referida a intercambios internacionales en los SSMM traspasando las funciones del Coordinador al Comité de Coordinación.

Sin embargo, en el mismo título existen normas de carácter general que a pesar de su ubicación dentro de la estructura de la LGSE, a juicio del equipo consultor, en consideración a su naturaleza, si debiesen aplicarse a los SSMM. Se trata de las materias y procedimientos para la dictación de normas técnicas y el decreto de emergencia.

En cuanto a las materias reguladas en el Título VI Bis de la LGSE, la única norma que podría generar alguna duda en cuanto a su interpretación es la referida al cargo por servicio público. Esta situación que tal como se señaló anteriormente en el numeral 7 de la Tabla 2 contenida en el acápite 4.2, fue zanjada por CGR entendiendo que los clientes de los SSMM si debían pagar dicho cargo.

A juicio del equipo consultor, aun cuando el cargo por servicio público no sea determinante en la decisión de desarrollar un proyecto de hidrógeno en cuanto a su magnitud, éste requeriría de un ajuste legal, en consideración al uso que hacen los SSMM del Coordinador y a que en dichos sistemas no hay estudios de franja. Ahora bien, el pago adicional establecido por la ley 21.472 es acotado al 31 de diciembre de 2032.

<sup>20</sup> Nótese que el solo nombre del organismo ya es indicativo de que su creación está vinculada única y exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.

---

## 10.2.2 Posibles interpretaciones regulatorias para el caso que un SSMM alcance 200 MW de capacidad instalada de generación

---

Además de lo señalado en el capítulo anterior, a raíz de las definiciones de SSMM y SEN y de las menciones que realiza la ley a sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, surgen nuevas dificultades interpretativas y prácticas frente al hipotético caso que un SSMM deje de serlo por haber alcanzado el límite legal de capacidad instalada de generación.

Al respecto, cabría preguntarse si lo anterior implicaría que cualquier sistema eléctrico con capacidad igual o superior a 200 MW constituiría por sí mismo un SEN, pudiendo existir por lo tanto en el territorio nacional dos o más SEN existiendo un Coordinador para cada uno de ellos o en su defecto que existiera más de un SEN con un único Coordinador operando y coordinando de manera independiente cada SEN.

Incluso, yendo más allá, otros podrían sostener que la LGSE solo establece un único SEN y un único Coordinador por lo que si un SSMM deja de serlo debería ser parte del SEN aun cuando no existiera una interconexión física entre ambos sistemas. Podrían incluso algunos considerarlo una cuestión solo semántica y que en la práctica cada sistema eléctrico operara por separado y que tuviese sus propios procesos de planificación y tarificación (iguales normas pero con tarifas diferentes acorde a la realidad de cada uno). Otros podrían plantear que las tarifas sean nacionales e iguales para todos los clientes, independiente del sistema eléctrico al que pertenecen.

Otra interpretación posible podría ser que cada SEN tenga su propia estructura independiente con los consecuentes costos que ello implica o que sea un único Coordinador que preste servicios a ambos sistemas y que los cargos de transmisión se apliquen por sistema, etc.

Como es posible constatar existen múltiples interpretaciones y cada una con efectos prácticos y tarifarios diferentes por lo que es importante resolver el problema planteado mediante una modificación legal que otorgue certeza jurídica.



# 11 Tipos de proyectos de hidrógeno verde que podrían conectarse a un SSMM

Existen distintos tipos de proyectos de hidrógeno verde, los que de acuerdo a sus características pueden clasificarse de diversas maneras. Existen los proyectos que, independiente de su tamaño, no tienen considerado conectarse a un SSMM; existen otros que pueden conectarse a un SSMM en calidad de generador o de cliente final y que dependiendo de su tamaño impactarán de mayor o menor medida a un SSMM. Dependiendo del SSMM y del tamaño del proyecto puede ocurrir que el SSMM exceda el límite de 200 MW y deje de ser un SSMM. En el Anexo N° 17.91.1 se sintetiza la situación de los proyectos catastrados por el Ministerio de Energía.

Para efectos de los análisis siguientes, se hablará de potencia síncrona, entendiendo como tal a la

suma de la capacidad de generación de celdas de combustibles (potencia síncrona por hidrógeno) y fuentes renovables del proyecto de hidrógeno verde que operen en sincronismo con el sistema eléctrico (potencia síncrona por energía renovable). También se hablará de consumo síncrono refiriéndose a la potencia de las plantas de electrólisis que son abastecidas por el sistema eléctrico.

Los efectos regulatorios dependen de si esta suma alcanza o supera el umbral de 200 MW, por lo que los análisis cualitativos se hacen en ambos escenarios. La siguiente Figura 15 grafica lo señalado anteriormente.

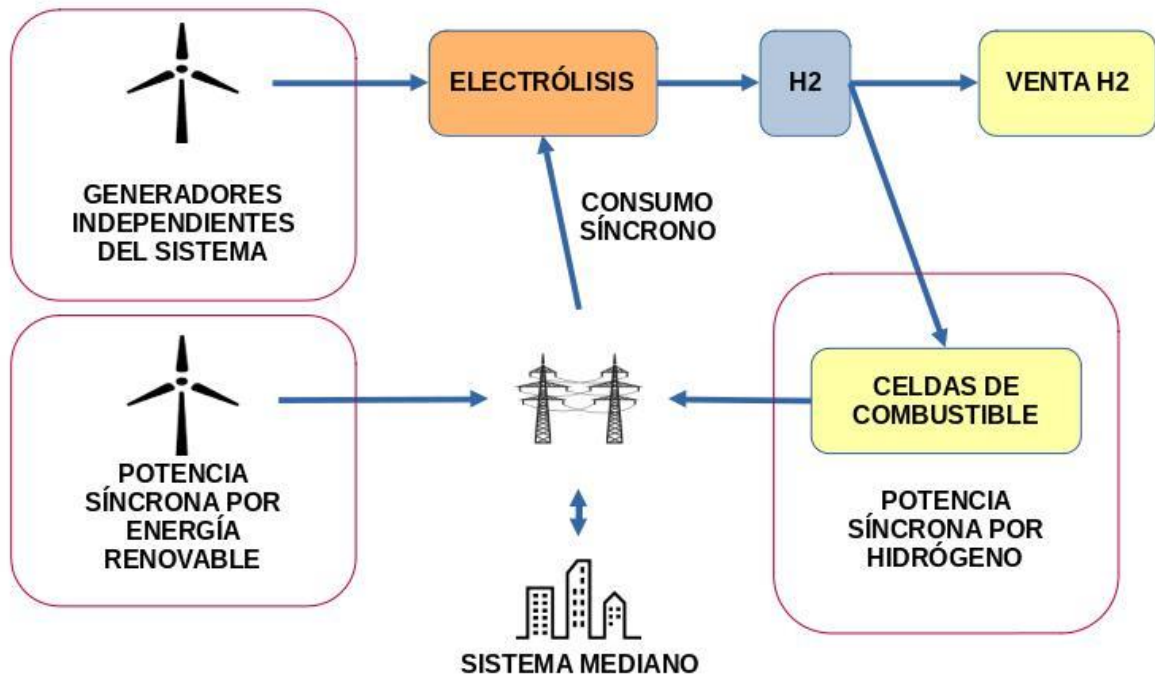


Figura 15: Capacidad instalada de generación

Fuente: elaboración propia

## 11.1 Proyectos de hidrógeno verde que no se conectan a un sistema eléctrico

Se trata de proyectos de hidrógeno verde que, independiente de su tamaño, no tienen considerado conectarse a ningún sistema eléctrico, sea el SEN, un SSMM o un sistema interconectado internacional.

En este caso, con independencia de la capacidad de generación que tenga el proyecto de hidrógeno, no se afecta de modo alguno al cómputo de la capacidad instalada de generación del correspondiente SSMM. Así, el efecto regulatorio eléctrico en los SSMM sería nulo.

Este tipo de proyectos no cuenta con una regulación específica que le resulte aplicable y respecto a ellos se genera un importante grado de incertidumbre, en cuanto a posibles interpretaciones de la normativa vigente que podría hacer la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la que podría imponerles determinadas cargas.

Se estima necesario clarificar, por la vía legal, la normativa que debiese regir este tipo de proyectos.

## 11.2 Proyecto de hidrógeno verde que se conecta a un SSMM en calidad de generador (potencia síncrona por hidrógeno o potencia síncrona por energía renovable)

Según el tamaño de este tipo de proyecto sería el impacto regulatorio a ocasionar en un SSMM. Si el tamaño del proyecto significa que se alcanza el límite de 200 MW de capacidad instalada de generación en el SSMM, el impacto es alto porque implica aplicar un nuevo marco regulatorio que difiere sustancialmente del marco de los SSMM, el que no se ha aplicado nunca y respecto del que surgen muchas dudas en cuanto existe poca claridad e incluso normas contradictorias que permitirían realizar distintas interpretaciones jurídicas, generando con ello un alto grado de incertidumbre e inseguridad jurídica lo que podría desincentivar la inversión en este tipo de proyectos.

Para determinar el aumento de capacidad instalada de generación del correspondiente SSMM, en el caso de que parte del hidrógeno producido por un proyecto fuera usado en celdas de combustibles para la inyección de energía

eléctrica en el SSMM, sólo la capacidad instalada de generación de las celdas de combustible operaría en sincronismo con el SSMM, por lo que sólo ella se debiera contabilizar en la capacidad total del señalado sistema.

Si las unidades de generación renovables que se usen para producir hidrógeno se conectan en sincronismo con el SSMM, en la operación y caracterización del sistema eléctrico se deben emplear la demanda eléctrica total de las plantas de electrólisis y la capacidad de generación total del proyecto de hidrógeno.

Si el tamaño del proyecto de hidrógeno a conectar no incide en la capacidad instalada de generación del SSMM, el sistema eléctrico mantiene su naturaleza de mediano, por lo que no habría efectos regulatorios en la forma de desarrollar los procesos tarifarios y la expansión de los sistemas.

### 11.2.1 Caso en que el proyecto de hidrógeno sea un autoprodutor

Como ya se señaló en el numeral 4.3.7, a juicio del equipo consultor un proyecto de hidrógeno verde sí podría ser considerado en la categoría de autoprodutor a pesar de que lo anterior no se encuentra señalado expresamente ni en la ley ni en ninguno de los reglamentos que rigen respecto a los SSMM.

De acuerdo a las definiciones reglamentarias de autoprodutores (DS 88/2020 y DS 125/2017),

estos deben necesariamente estar conectados a un sistema eléctrico a efectos de inyectar a la red sus excedentes. De allí que un proyecto de hidrógeno verde que no se conecte a un sistema eléctrico no puede ser considerado un autoprodutor.

Un autoprodutor de hidrógeno tendría un tratamiento muy similar al de un generador.

## 11.3 Proyecto de hidrógeno verde que se conecta a un SSMM en calidad de cliente final (consumo síncrono)

Este tipo de proyecto generaría el mismo impacto que los proyectos señalados en el numeral 11.2 en cuanto a que dependiendo de su tamaño serían los efectos sobre el correspondiente SSMM. En caso de que el consumo requerido por el proyecto fuese tal, que la planificación requiriese incorporar generación que hiciese sobrepasar el límite establecido para los SSMM, se afectaría la regulación aplicable al nuevo sistema eléctrico. En caso contrario la afectación sería igual a la referida para los proyectos de potencia síncrona por hidrógeno o por energía renovable.

Por otra parte, es necesario tener presente que como la demanda de los SSMM es baja, por ejemplo, la demanda máxima de potencia actual del sistema de Punta Arenas es del orden de 45

MW, la conexión de una planta de electrólisis con un consumo síncrono de 5, 10 o más MW, podría implicar que se transformara en un agente con características monopsonicas, lo que podría generar distorsiones en la negociación de precios de suministro o en el desarrollo de nuevas instalaciones de generación, puesto que dicho cliente tendría un gran poder de mercado (al agrupar buena parte de la demanda total) frente a los eventuales suministradores.

Cabe señalar que por tratarse de sistemas centralmente planificados, en la práctica, a pesar de existir libertad para fijar los precios, los suministradores carecen de incentivos para acordar precios inferiores a los regulados.

### 11.3.1 Caso en que el proyecto de hidrógeno sea un cliente libre

A juicio del equipo consultor, y tal como se indicó en el numeral 4.3.6, a partir de la ley N° 21.194 que estableció la obligación de giro único para las empresas distribuidoras, en los SSMM no pueden haber contratos de clientes libres con empresas distribuidoras, en tanto las empresas distribuidoras de los SSMM no tengan giro exclusivo. La exigencia del giro exclusivo para las empresas distribuidoras no es compatible con la integración vertical que puede existir en los SSMM.

Por lo tanto, un proyecto de hidrógeno de consumo síncrono en un SSMM, mientras no se modifique el artículo 8° ter deberá ser siempre un cliente regulado.

El artículo 8° ter de la LGSE, exige que las empresas concesionarias de servicio público de distribución tengan giro exclusivo de distribución. La mencionada norma no establece ninguna excepción para los SSMM por lo que, a juicio del equipo consultor, el referido artículo les resulta

aplicable, a pesar de que la RE CNE 322/2020, que determina el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad separada para la prestación del servicio público de distribución, acotó en su artículo primero la referida norma legal a las concesionarias del Sistema Eléctrico Nacional y luego en su artículo quinto extendió a las distribuidoras que operan en los SSMM la excepción legal para las cooperativas en cuanto éstas quedan exentas de la obligación de giro único, pero con la obligación de llevar una contabilidad separada respecto de las actividades de distribución.

Esta interpretación normativa debiese ser zanjada por CGR en el proceso de toma de razón del DS 2/2022. La señalada resolución de la CNE, en su artículo cuarto, indica que estará especialmente excluida del giro de distribución la venta de energía y potencia a clientes libres. El artículo sexto, por otra parte, agrega que los contratos suscritos por las distribuidoras con clientes libres con anterioridad al 28 de julio de 2020 pueden

mantenerse en la señalada sociedad debiendo ser informados a la CNE y registrarse bajo un sistema de control de registro de gastos e ingresos diferenciados. Todo ello por aplicación del principio de irretroactividad establecido en la Ley 19.880. Lo anterior fue ratificado por la SEC en su oficio ORD 08776 de 2021, agregando que tal excepción se extiende hasta el término de la

vigencia originalmente pactada en los contratos sin considerar prórrogas o modificaciones.

Resolver este punto es de vital relevancia por cuanto la tesis de que el artículo 8 ter es aplicable a las distribuidoras que operan en los SSMM se constituye en una importante barrera de entrada para los proyectos de hidrógeno.

## 11.4 Proyecto de hidrógeno verde como sistema de generación-consumo

La definición de sistema de generación-consumo, contenida en el Boletín 14.731, próximo a transformarse en ley, permite el establecimiento de proyectos de hidrógeno interconectados. Al igual que en el caso de los autoprodutores, los sistemas de generación-consumo están asociados necesariamente a un sistema eléctrico. De esta manera un proyecto de hidrógeno verde no conectado a un sistema eléctrico no puede ser calificado como un sistema de generación-consumo.

Lo más importante de esta definición es regular con claridad la tarificación y remuneración puesto que se estaría en presencia de un sistema que puede ser a la vez generador y a la vez cliente final. La definición aclara que los cargos que correspondan en cuanto cliente final se acotarán solo a la energía y potencia retirada del sistema.

# 12 Implicancias regulatorias para los SSMM en caso de desarrollarse proyectos de hidrógeno verde

## 12.1 Impactos regulatorios derivados de la conexión de proyectos de hidrógeno verde a un SSMM, sea como generador (potencia síncrona por hidrógeno o por energía renovable), o como cliente final (consumo síncrono) que implique que el sistema alcance o supere los 200 MW de capacidad instalada de generación.

A continuación, se presenta una tabla con el detalle de la normativa que se vería afectada en el caso de que un SSMM alcance o supere el límite de 200 MW de capacidad instalada de generación producto de la conexión de proyectos de hidrógeno en calidad de potencia síncrona por celdas de hidrógeno, potencia síncrona por energía renovable o por consumo síncrono.

Tabla 7: Efectos regulatorios en caso de que un SSMM alcance o supere los 200 MW de capacidad instalada de generación

N°	Materia	Impacto
1	Tarifas	Las tarifas dejan de determinarse con estudios tarifarios y pasan a determinarse como la suma de: a) precios de energía resultantes de licitaciones de suministro efectuadas por la CNE para clientes regulados y contratos privados para clientes libres; b) cargo único de transmisión (incluyendo polos de desarrollo y servicios complementarios). La componente del valor agregado de distribución se calcula de igual forma, sea que una distribuidora se encuentre en un SSMM o en el Sistema Eléctrico Nacional.
2	Servicio Público	En los SSMM es servicio público, según las disposiciones del artículo 7° de la LGSE, sólo el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros. Sin embargo, al superarse el límite de 200 MW, adicionalmente sería servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación.
3	Integración vertical	<p>En los SSMM no existen restricciones a la integración vertical entre las empresas operadoras, pero el artículo 7° de la Ley dispone restricciones a la integración vertical de las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional, las que deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2° de la ley N°18.046. Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.</p> <p>En virtud de la señalada norma el SSMM debiera desintegrarse en dichos términos.</p>
4	Coordinador Eléctrico Nacional (art. 212°-1 LGSE)	La LGSE define al Coordinador como el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del <b>Sistema Eléctrico Nacional</b> que operen interconectadas entre sí. Al respecto, tal como se señaló en el numeral 10.2.2, es discutible quién y cómo se ejercerán las funciones de coordinación. No es claro si se debe crear un nuevo Coordinador o es el mismo coordinador existente el que debiese hacerse cargo de la coordinación de este nuevo sistema eléctrico de capacidad igual o superior a 200 MW y que no se encuentra interconectado al SEN.
5	Obligación empresas generadoras, servicios complementarios y almacenamiento de constituir sociedad con domicilio en Chile (art. 8° bis LGSE)	Lo dispuesto por el artículo 8° bis de la LGSE tendría aplicación en el que fuera SSMM. De esta forma, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación del Coordinador deberán constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile. Asimismo, agrega el citado artículo que todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al Sistema Eléctrico Nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país. En virtud de la señalada redacción cabría entender que podría existir más de un SEN, de lo contrario se caería en el absurdo de que podrían existir de manera simultánea un SEN y además sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, a los que en el caso del artículo 8 bis solo les resultaría aplicable la obligación a los generadores y no a las instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento.

N°	Materia	Impacto
		Cabría interpretar que los proyectos de hidrógeno que operen plantas de electrólisis y celdas de combustibles como forma de almacenamiento de energía interconectados a un sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW deberían constituirse como sociedades con domicilio en Chile.
6	Coordinación	<p>Art. 212°- 1, establece que el Coordinador es el encargado de la operación del SEN, el 72°-2 en consistencia con lo anterior define coordinados como aquellos que se sujetan a la coordinación del SEN que realiza el Coordinador. Refuerza lo anterior el alcance del DS 125/2017 del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.</p> <p>Actualmente la operación real de los SSMM es efectuada por la empresa operadora y sólo donde existe más de una empresa operadora, el Coordinador determina la programación de la operación. En el nuevo escenario, lo más eficiente sería que el Coordinador asumiera todas las atribuciones que le asigna la normativa en el que fuera SSMM; entre ellas, haría la programación de la operación, la operación real del sistema determinaría los servicios complementarios necesarios y la valorización de transferencias y determinación de pagos entre empresas. Sin embargo, la normativa vigente no resuelve esta situación la que puede prestarse para múltiples interpretaciones como ya se ha señalado.</p>
7	Acceso abierto	Las instalaciones de transmisión de los SSMM no califican dentro de los sistemas de transmisión nacional o zonal, por lo que no les resulta aplicable las disposiciones de acceso abierto del artículo 79° de la Ley. Sin embargo, con el eventual paso de SSMM a sistema eléctrico de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW les resultaría aplicable las disposiciones de acceso abierto, en particular, las atribuciones del Coordinador para aprobar las conexiones y establecer los pagos a partir de la aplicación de las tarifas.
8	Generación	<p>A nivel de generación, el cambio del modelo de tarificación se traduce en que se pasa de una tarificación a costo medio a una tarificación a costo marginal. Por ello, como los costos marginales son distintos a los costos medios de largo plazo calculados con la metodología de SSMM, los clientes finales verían un cambio en sus tarifas.</p> <p>El cambio hacia un modelo de valorización a costo marginal hace que las inyecciones y retiros de energía de las empresas generadoras se valoricen a costo marginal instantáneo de la operación real y no en proporción al costo variable medio de las empresas generadoras.</p>
9	Generación	Hoy la expansión del sistema de generación de los SSMM se define cada cuatro años en los procesos tarifarios, como resultado de una optimización global del sistema. Como este esquema no aplica en los sistemas eléctricos de capacidad instalada igual o superior a 200 MW, el desarrollo de nuevos proyectos de generación sería el resultante de la evaluación privada de las empresas operadoras existentes y de nuevos interesados en ingresar al mercado.
10	Transmisión	Actualmente, los propietarios u operadores de instalaciones de transmisión de los SSMM facturan a las empresas distribuidoras el costo de transmisión anual determinado en los estudios tarifarios. Al pasar a ser un sistema de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, las instalaciones de transmisión deberían calificarse en transmisión nacional, zonal o polo de desarrollo y se les asignaría un valor anual, el que se pagaría a través de los cargos únicos de transmisión. Al respecto nuevamente surge la duda de si solo existiría un único SEN u otro sistema igual o superior a 200 MW en paralelo. De considerarse que exista solo el Sistema Eléctrico Nacional, podría llegarse al absurdo de que los cargos de transmisión considerarían las instalaciones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional al norte de Chiloé y las del anterior sistema eléctrico mediano. A modo de ejemplo, suponiendo que el sistema de Punta Arenas deja de ser SSMM, y que el sistema de



N°	Materia	Impacto
		<p>transmisión zonal para Punta Arenas remunera las mismas instalaciones de transmisión y sus costos que están en las tarifas actuales, los clientes de Punta Arenas pasarían a pagar adicionalmente aproximadamente 6,8 \$/kWh, según valores a julio de 2022, compuestos por:</p> <p>a) Cargo asociado al segmento de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios (0,459 \$/kWh);</p> <p>b) Cargo asociado al segmento de transmisión nacional para clientes regulados y libres (1,346 \$/kWh);</p> <p>c) Cargo asociado a exenciones a que se refiere el numeral x. de la letra D. del artículo vigesimoquinto transitorio de la Ley N° 20.936 para clientes regulados y libres (3,004 \$/kWh);</p> <p>d) Cargo asociado a pagos por proporción sobre la reducción de pago de los generadores (1,948 \$/kWh);</p> <p>e) Cargo asociado a servicios complementarios (0,000 \$/kWh).</p> <p>Cabe señalar que los cargos c) y d) anteriores son transitorios, pues están asociados a pagos por transmisión de empresas generadoras.</p> <p>De considerarse que se trata de un sistema independiente del SEN debiese tener su propio proceso de calificación de instalaciones de transmisión, valorización y su propio proceso de determinación de cargos de transmisión.</p> <p>Las definiciones de sistema de transmisión, sea nacional, zonal, dedicada y para polo de desarrollo, le resultaría aplicable.</p>
11	Licitaciones de suministro	<p>El suministro a clientes regulados pasaría a ser licitado por la CNE, con lo cual la componente de generación de energía que pagan los usuarios regulados sería el precio resultante de la licitación.</p> <p>Respecto de este punto, cabe mencionar que, al estar concentrado el mercado de generación de los actuales SSMM, sólo las actuales operadoras y los generadores de hidrógeno podrían ofrecer en el corto plazo, entregándoles una posición dominante que podría presionar los precios de adjudicación al alza.</p>
12	Normas técnicas	<p>La normativa técnica para los SSMM es distinta a la del Sistema Eléctrico Nacional, por lo que las instalaciones y operación del sistema debieran ser adecuados a la normativa técnica aplicable al Sistema Eléctrico Nacional.</p>
13	Servicios Complementarios	<p>La regulación vigente no contempla un mercado de servicios complementarios para los SSMM, por lo que el Coordinador debiera determinar los servicios complementarios necesarios e instruir o adjudicar las empresas e instalaciones que los presten. Respecto de este punto, en el caso de subastas de servicios complementarios también se prevén condiciones poco competitivas derivadas de la poca cantidad de participantes en el segmento de generación de los SSMM.</p>

N°	Materia	Impacto
14	Cuota ERNC	<p>El artículo 150 bis de la LGSE<sup>21</sup> establece una cuota de energía renovable en el suministro de energía a clientes de sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW. Como esta cuota no se aplica en SSMM, para el cumplimiento de los contratos de suministro, las centrales de generación debieran ajustarse e incorporar la respectiva cuota de energía renovable.</p> <p>Aunque no relacionado con los efectos regulatorios en los SSMM, cabe observar que para que centrales de celdas de combustible de hidrógeno verde sean consideradas como medios de generación renovables no convencionales el Ministerio de Energía debe determinarlo fundadamente según lo dispuesto en el numeral 7 del literal aa) del artículo 225° de la LGSE y en el DS 20 de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento que fija el procedimiento para la determinación de otros medios de generación renovables no convencionales establecidos en el número 7) del literal aa) del artículo 225° de la Ley General de Servicios Eléctricos.</p>
15	Tasa de descuento	<p>El cálculo de las tarifas de los segmentos de generación y transmisión y la evaluación de los planes de expansión óptimos de los SSMM se hacen considerando una tasa de descuento de 10% anual. Con el cambio a sistema de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, la tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión existentes de los antiguos SSMM será calculada por la Comisión cada cuatro años de acuerdo al artículo 118° de la Ley.</p> <p>A modo de ejemplo, si las valorizaciones se efectuasen entre los años 2024 y 2027, se debiera aplicar la tasa de descuento fijada por la CNE mediante Resolución N°287 de 2022 igual a 7% anual, aplicable después de impuestos.</p>
16	PNP y RGL	<p>El artículo 157° de la LGSE dispone que en caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria de distribución, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 MW el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los demás concesionarios, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados.</p> <p>Dispone adicionalmente que, en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.</p> <p>Como se observa, las disposiciones del artículo 157° rigen sólo en sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW y no en los SSMM, por lo que cambiarían las tarifas de clientes regulados del SSMM que deja de serlo</p>

<sup>21</sup> Este artículo se refiere a los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW debiéndose haber referido a sistemas eléctricos con capacidad igual o superior a 200 MW por consistencia con la definición de SSMM del artículo 173° de la LGSE.

La siguiente Figura 16 muestra el impacto regulatorio de manera esquemática, con los principales efectos regulatorio, del paso de un SSMM a un sistema de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, por el solo

hecho de aumentar la capacidad instalada en un MW.

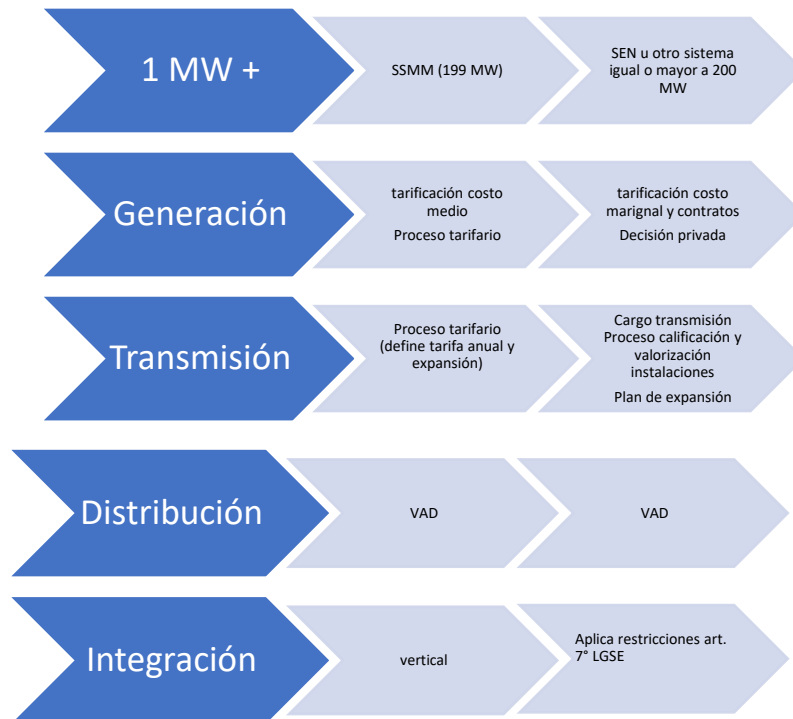


Figura 16: Paso de SSMM a Sistema de capacidad instalada igual o superior a 200 MW

El paso de un SSMM a uno de capacidad igual o superior a 200 MW tendría importantes impactos para los desarrolladores de proyectos de hidrógeno, así como también para todos los actores de los SSMM. Sólo la posibilidad de que un sistema mediano supere los 200 MW de capacidad instalada, lo que está fuera del control de cualquier agente (y responde más bien al crecimiento de la demanda), causa un desincentivo a la inversión por cuanto implica un cambio radical de las reglas del juego, generando incertidumbre en los flujos futuros de un proyecto. La incertidumbre señalada, se ve agravada por la inexistencia, bajo la regulación actual, de un proceso y de un periodo transitorio que permita que todos los actores tomen las medidas necesarias para adaptarse a las nuevas reglas. Asimismo, la incertidumbre en cuanto a quién operará y coordinará el sistema es relevante, así como todo lo referido a costos y tarifas (lo anterior, tanto para generadores, como clientes).

## 12.2 Impactos regulatorios derivados de la conexión de proyectos de hidrógeno verde a un SSMM, sea como generador (potencia síncrona por hidrógeno o por energía renovable) o como cliente final (consumo síncrono) que no implique que el sistema alcance o supere los 200 MW de capacidad instalada de generación.

En esta hipótesis la regulación aplicable a los SSMM no sufriría alteración alguna, pero si se generarían impactos a nivel de planificación y tarifas, puesto que la potencia o el consumo síncrono del proyecto de hidrógeno debería considerarse para la determinación de las tarifas y la expansión del sistema, y para la posterior programación de la operación real del sistema. Los aspectos de suficiencia y seguridad del sistema quedarían reflejados en mayores inversiones y por ende en mayores tarifas. Al respecto cabe preguntarse si la expansión del sistema obedece única y exclusivamente a las necesidades de un proyecto de hidrógeno si corresponde que éstas sean absorbidas por todos los clientes o solo debiesen hacerse cargo en su totalidad o en una parte mayoritaria quienes son los beneficiados directos de dichas inversiones.

Los efectos regulatorios son básicamente de cambios en los costos de expansión y operación de los sistemas. De esta forma, cambiarían los

costos incrementales de desarrollo, los costos de largo plazo, las tarifas a usuarios finales y los ingresos por venta de energía de los generadores.

Si la potencia síncrona de los proyectos de hidrógeno verde no surge de los planes de expansión, conforme lo dispuesto en el artículo 34 del DS 23/2015, en el caso de que entren a operar entre dos estudios tarifarios, la unidad generadora entrante tendría derecho a facturar a la empresa distribuidora por concepto de operación un monto equivalente a la energía inyectada por ésta durante el período de facturación, valorizada al correspondiente costo variable medio de la empresa generadora desplazada en su generación por la referida unidad. De esta forma, el generador entrante desplazaría a algún operador existente y le quitaría ingresos por ventas de energía, afectando sus resultados económicos.

## 12.3 Impactos regulatorios de la instalación de proyectos de hidrógeno verde que no se conectan a un sistema eléctrico o a un SSMM

Por otra parte, respecto de un proyecto de hidrógeno no conectado a un sistema eléctrico cabría sostener, a juicio del equipo consultor, que no le resultan aplicables ninguna de las normas señaladas porque la base para la aplicación de dichas normas es que el proyecto de hidrógeno verde debería ser en sí mismo un sistema eléctrico, el que de acuerdo al artículo 225° letra a) debería permitir generar, transportar y distribuir energía.

En este caso, el proyecto de hidrógeno no estaría destinado a la distribución de energía a clientes finales. Al respecto, es necesario tener presente que un proyecto de hidrógeno verde no considera un sistema de distribución<sup>22</sup>, en tanto no cuenta con instalaciones para dar suministro a clientes finales o para que éstos realicen inyecciones al sistema de distribución. A su vez las definiciones de transmisión tampoco le resultarían aplicable. De acuerdo al artículo 73°<sup>23</sup>, la LGSE define a los sistemas de transmisión como líneas y subestaciones que forman un sistema eléctrico, agregando el artículo 74°<sup>24</sup> que para el caso de la transmisión nacional se requiere la existencia de un mercado eléctrico común. Claramente un proyecto de hidrógeno verde no interconectado a un sistema eléctrico no configura un mercado eléctrico común. En cuanto a la transmisión zonal<sup>25</sup> y la de polos de desarrollo<sup>26</sup>, cabe agregar que tampoco son normas que le resultan

aplicable a un proyecto de hidrógeno no interconectado a un sistema eléctrico, la primera requiere abastecimiento a clientes regulados y la segunda requiere la conexión a un sistema eléctrico. Finalmente, y por las mismas razones ya señaladas tampoco resultaría aplicable la definición de sistemas de transmisión dedicada<sup>27</sup>.

Siguiendo con el análisis del caso particular de este proyecto de hidrógeno verde no conectado a un sistema eléctrico, cabría sostener que éste no es un coordinado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 72°-2 de la LGSE por lo que no le resultan aplicables ninguna de las normas de coordinación, en particular la que se refiere a conexión y entrada en operación del proyecto.

<sup>22</sup> La LGSE no define sistema de distribución, tal definición se encuentra en el artículo 13, literal u) del DS 62/2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el que señala "Sistema de Distribución o Red de Distribución: Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a clientes o usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a clientes o usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros."

<sup>23</sup> Art. 73° LGSE define sistema de transmisión como "...el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley".

<sup>24</sup> Art. 74° LGSE define sistema de transmisión nacional como "...aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico (...)"

<sup>25</sup> Art. 77° LGSE "Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el

abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión".

<sup>26</sup> Art. 75° LGSE "Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional."

<sup>27</sup> Art. 76° LGSE "Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Asimismo, pertenecerán a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo que se señala en el inciso anterior, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a lo que determine el reglamento."

La regulación referida al acceso abierto, establecida en el artículo 79<sup>o28</sup> de la LGSE tampoco le resultaría aplicable a este tipo de proyectos, puesto que, una vez más, ésta está establecida para sistemas eléctricos y como ya se ha señalado en reiteradas oportunidades un proyecto no conectado a un sistema eléctrico no constituye por sí mismo un sistema eléctrico.

La prohibición establecida en el artículo 7° de la LGSE, en los términos ya comentados con

anterioridad, tampoco resultaría aplicable a este caso.

A juicio del equipo consultor, solo le resultarían aplicables las normas de seguridad de instalaciones de hidrógeno las que se encuentran establecidas en el DS 13/2022 que se encuentra actualmente retirado de CGR<sup>29</sup>. Ver el detalle en el Anexo N° 17.101.1.

## 12.4 Impactos regulatorios de proyectos de hidrógeno que se interconecten con sistemas eléctricos internacionales.

De acuerdo a la definición del artículo 78<sup>o30</sup> de la LGSE cabría plantearse si un proyecto de hidrógeno verde interconectado a redes eléctricas internacionales constituye o no un Sistema de Interconexión Internacional.

A juicio del equipo consultor, en principio no, toda vez que el art. 78° exige que el transporte de energía sea desde y hacia sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional, y en este caso el proyecto ubicado en el territorio nacional no sería un sistema eléctrico. De lo anterior derivaría que no se estaría en presencia de una interconexión internacional de interés público,

sino que de una interconexión internacional de interés privado, la que de acuerdo a la norma citada debería regirse por sus respectivos contratos y por la normativa eléctrica vigente.

Entonces, cabría preguntarse cuál sería el alcance de la normativa eléctrica vigente. Al respecto, y siguiendo el razonamiento anterior, la normativa eléctrica aplicable no sería extensiva al permiso de importación y exportación establecido en el artículo 82<sup>o31</sup> porque esta norma, una vez más, exige la existencia de un sistema eléctrico. Sin embargo, aparte de la regulación eléctrica, si debiesen considerarse, al menos, las normas

<sup>28</sup> Artículo 79° LGSE “Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título....”.

<sup>29</sup> El reglamento fue retirado de CGR por el Ministerio de Energía el 28 de junio de 2022.

<sup>30</sup> Art. 78° LGSE “Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Los términos y condiciones en que se efectuará dicho intercambio de energía se establecerán en el decreto supremo a que hace referencia el artículo 82° y demás normativa aplicable.

Dentro de estos sistemas se distinguen instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en territorio nacional, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas. Son instalaciones de interconexión internacional de interés privado aquellas que no reúnan las características señaladas en el inciso anterior.

(...)

Las interconexiones internacionales de interés privado se regirán por sus respectivos contratos y por la normativa eléctrica vigente”.

<sup>31</sup> Art. 82° LGSE

aduaneras y las de la Dirección de Fronteras y Límites.

Sin perjuicio de lo anterior, se estima que si resultaría aplicable lo dispuesto en el artículo 99° bis de la LGSE en cuanto a la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional. Es decir, el Ministerio de Energía podría disponer que la Comisión elabore una propuesta de interconexión internacional de servicio público para la conexión de un proyecto de hidrógeno verde previamente interconectado a un sistema eléctrico internacional con un sistema eléctrico nacional, sea el SEN o un SSMM (que probablemente dejaría de ser SSMM). Una vez que el señalado sistema se encuentre construido y operando le serían aplicables todas las normas que rigen a los sistemas eléctricos, sin perjuicio de que en el caso que la conexión hubiese sido a un SSMM volverían a plantearse las mismas interrogantes en cuanto al Coordinador, la planificación, valorización y tarificación.

# 13 Implicancias en términos de precios en los SSMM producto del emplazamiento de proyectos de hidrógeno verde

## 13.1 Marco conceptual: costo marginal de corto y largo plazo

El costo marginal de corto plazo se define como el costo de suministrar una unidad adicional de un bien o servicio, utilizando la capacidad de producción existente. El concepto de costo marginal de corto plazo es fundamental como punto de partida para el diseño de los mercados, pues el cruce entre la curva de demanda y la curva de costo marginal corresponde al precio de equilibrio de mercado, otorgando una señal, tanto a los consumidores como a los proveedores, sobre el uso eficiente de los recursos.

Un desafío común en la fijación de precios ocurre cuando se requieren grandes inversiones para expandir la producción. En tales situaciones, se

recomienda que los precios se fijen con respecto al costo marginal a largo plazo (LRMC) (Houston & Graham, 2012). Ello particularmente, cuando las inversiones son indivisibles y deben realizarse “a saltos” o del inglés “lumpy investments”, como es el caso de los servicios de infraestructura como el agua y también la energía en sistemas de potencia pequeños, donde se aprovechan economías de escala de las expansiones centrales con cierta holgura. Lo anterior se refleja gráficamente en la Figura 17, en la que existen lapsos de tiempo con holguras de capacidad, debido al efecto de la indivisibilidad de las expansiones de capacidad, que es justamente lo que ocurre en los SSMM.



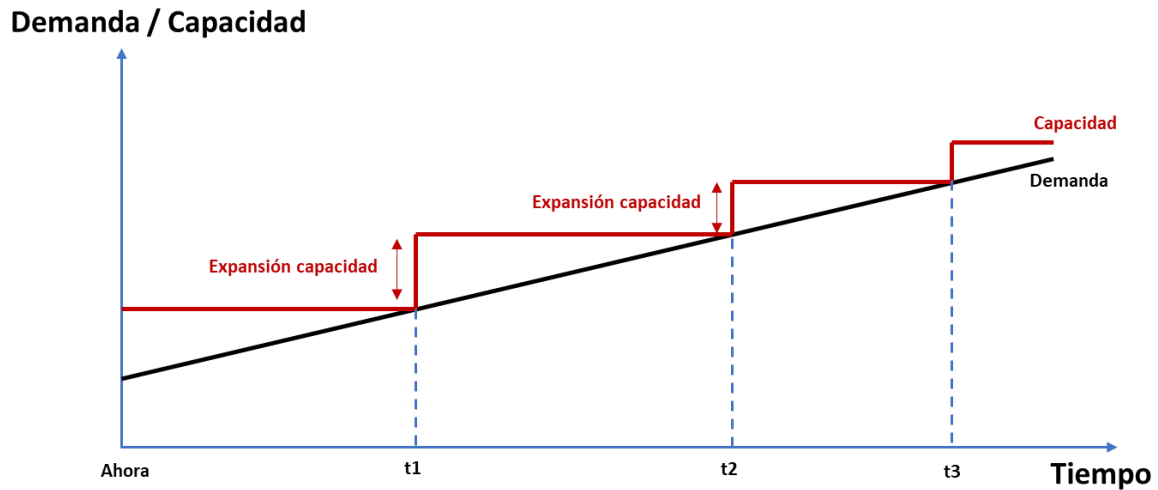


Figura 17: Expansiones de capacidad a "saltos" causada por la indivisibilidad de la inversión. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012)

En las situaciones donde existe fuerte presencia de indivisibilidad de inversiones, si los precios fueran marcados por el costo marginal de corto plazo, se produciría una variabilidad de precios muy significativa, pues previo al aumento de capacidad los precios serían muy altos (debido a la escasez de oferta) y luego de extender la capacidad, los precios serían muy bajos (holgura

de oferta). Aun cuando el costo marginal reflejaría el costo de producir el bien de esos momentos, la misma variabilidad no es un efecto deseado en algunos mercados y particularmente en los asociados a servicios públicos (Tooth, 2014). El efecto del cambio brusco de precio descrito se ilustra en la Figura 18.

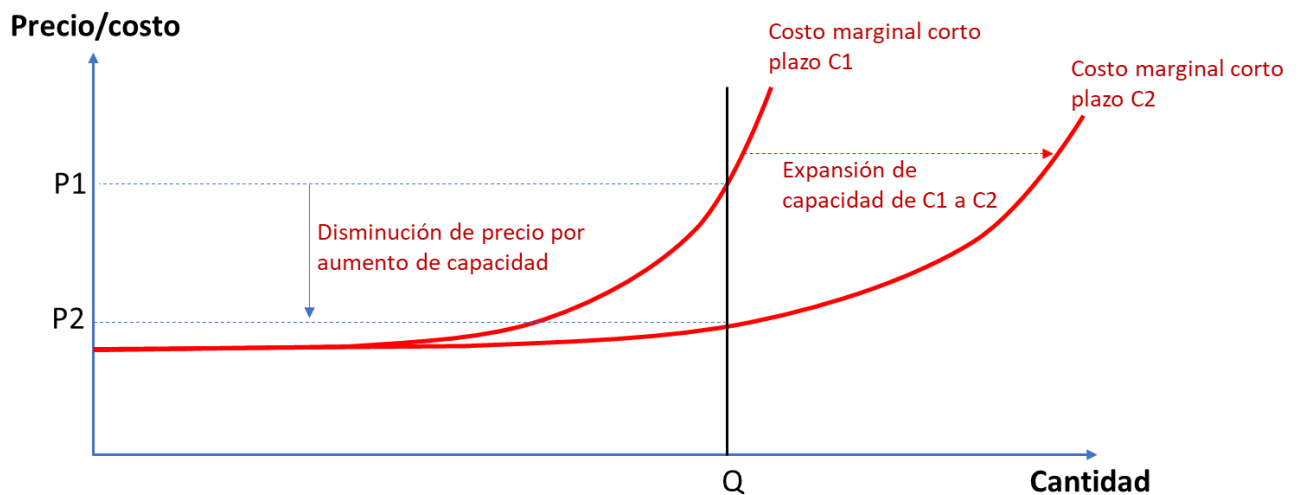


Figura 18: Efectos de cambio de precios. Elaboración propia basada en (Tooth, 2014)

Por otro lado, la tarificación a costo marginal de largo plazo justamente permite suavizar estos cambios al considerar los costos de capital requeridos en un horizonte de tiempo dado. El costo marginal de largo plazo (CMLP), refleja el costo de atender un cambio incremental en la demanda en un mercado, asumiendo que todos

los factores de producción pueden variar. Medir el CMLP implica estimar los costos asociados de expandir la capacidad, de manera previa al aumento de la demanda. Cabe destacar que la curva de CMLP no elimina la variabilidad, sino que la disminuye. Lo anterior se ilustra conceptualmente en la Figura 19.

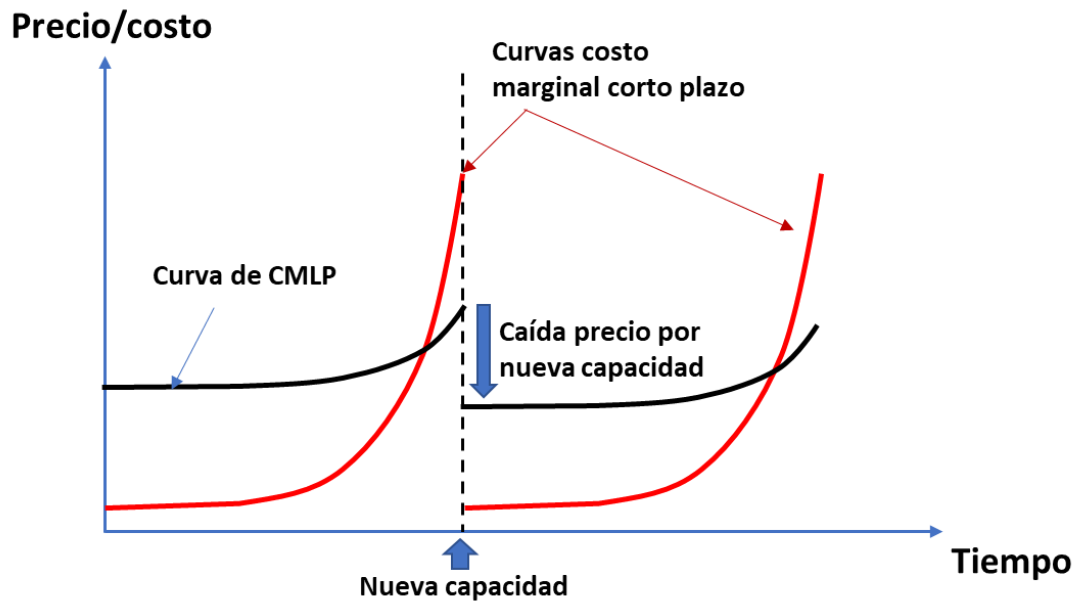


Figura 19: Expansiones de capacidad y efecto utilizando curva de costo marginal de corto plazo y de largo plazo. Elaboración propia basada en (Tooth, 2014)

## 13.1.1 Estimación de la curva de costo marginal de largo plazo

Los dos métodos más comunes para estimar el costo marginal de largo plazo: Turvey o de perturbaciones y AIC o costo medio incremental, se describen brevemente a continuación (Houston & Graham, 2012; Nunn, 2015; Tooth, 2014):

El enfoque de Turvey para estimar el costo marginal de largo plazo se puede resumir de la siguiente manera:

1. Pronosticar la demanda durante el horizonte mediano a largo plazo;
2. Optimizar un plan de inversiones de proyectos que permitan satisfacer la demanda durante el mismo período;
3. Aumentar o disminuir la demanda calculada en el paso 1, en una cantidad pequeña pero permanente y volver a calcular el programa de capital de costo mínimo para suministrar dicha demanda;

4. Calcular el costo marginal de largo plazo como el valor presente del cambio en los costos de inversión y operación dividido por el valor presente del cambio en la demanda

Desde el punto de vista algebraico, el cálculo puede ser expresado de la siguiente manera:

$$CMLP = \frac{PV(\text{Cambio tren inversiones y costos})}{PV(\text{Incremento demanda})}$$

La siguiente Figura 20 ilustra conceptualmente el cálculo del costo marginal de largo plazo bajo el método de Turvey. La línea roja sólida representa la oferta de capacidad, optimizada en el tiempo para suministrar la demanda, mientras que la línea roja punteada representa la misma función, pero para la demanda incrementada. En la Figura 20 el color azul representa esta diferencia de demanda.

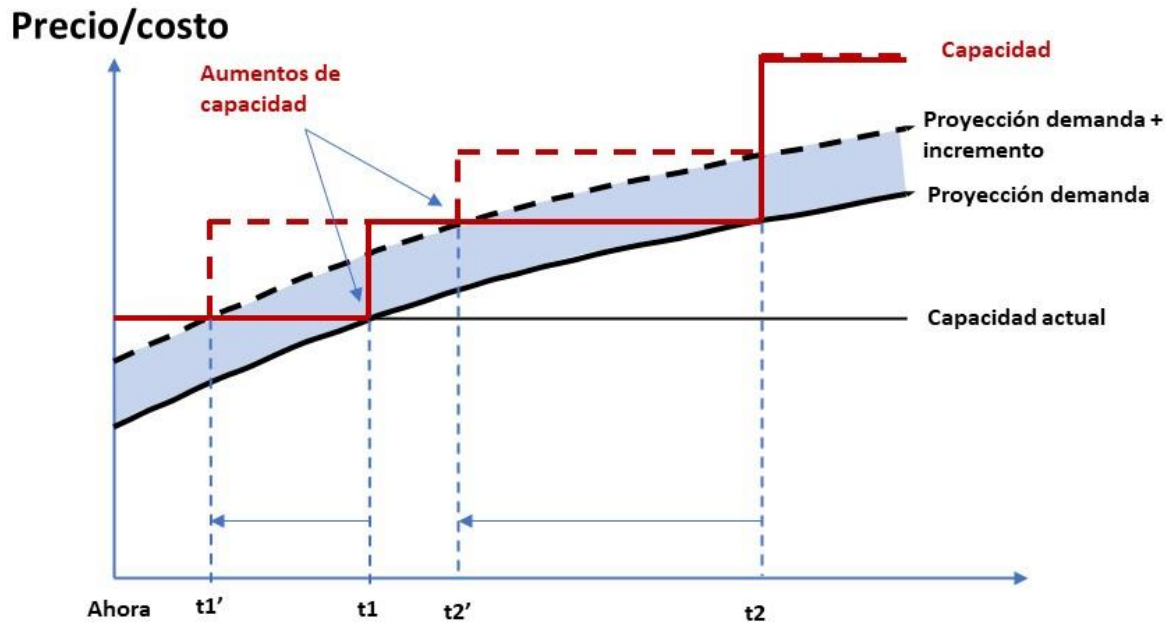


Figura 20: Cálculo de CMLP utilizando el método de Turvey. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012)

## 13.1.2 Método AIC o costo incremental promedio

Por otra parte, el método de AIC o de costo incremental se puede resumir en las siguientes etapas de cálculo:

1. Pronosticar la demanda durante el horizonte mediano a largo plazo;
2. Optimizar un plan de inversiones de proyectos que permitan satisfacer la demanda durante el mismo período;
3. Calcular el costo marginal de largo plazo como el valor presente de costos de inversión y operación óptimos dividido por el valor presente de la demanda adicional suministrada.

Desde el punto de vista algebraico y en términos conceptuales, la fórmula puede ser expresada de la siguiente manera:

$$CMLP = \frac{PV(\text{Tren inversiones y costos})}{PV(\text{Demanda incremental})}$$

La siguiente figura presenta la diferencia del incremento de demanda, el cual es calculado en función de la demanda actual cubierta y no de la demanda que podría ser cubierta con la capacidad actual. Cabe señalar que este es el método que se utiliza en Chile para los SSMM.

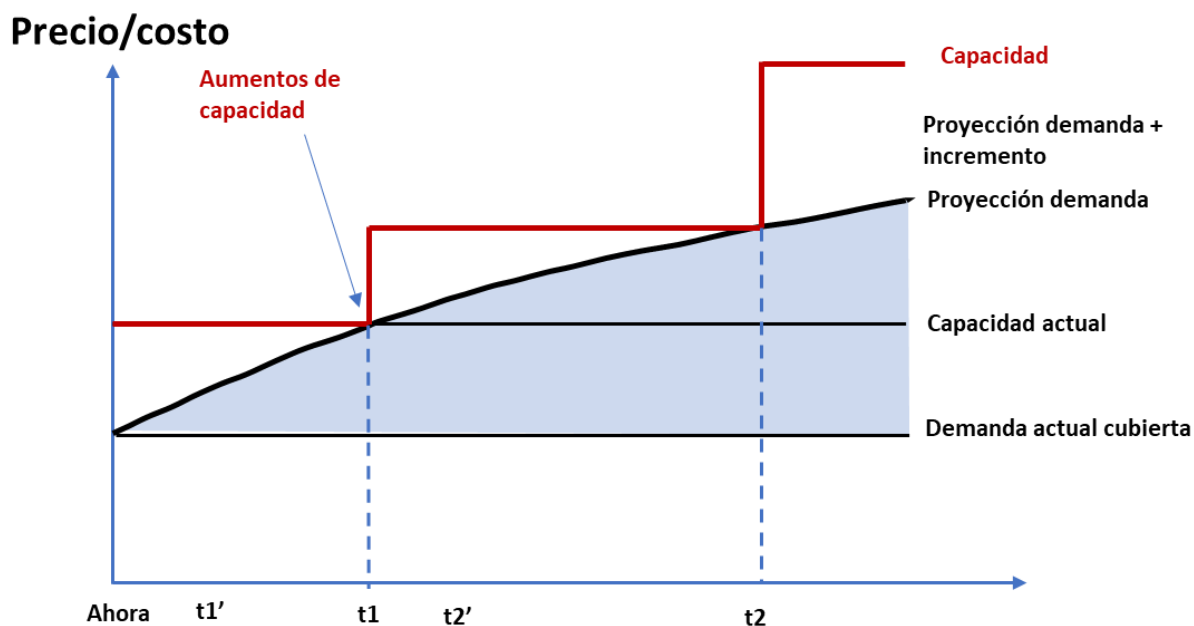


Figura 21: Cálculo de CMLP utilizando el método de AIC. Elaboración propia en base a (Houston & Graham, 2012)

Ambos métodos (Turvey y AIC) son, en efecto, una medida de los costos debido a un cambio en la demanda descontada y promediada durante un período de tiempo. Difieren en la medida que la demanda considera lo siguiente:

- El método Turvey se basa en un incremento (o decremento) para pronosticar la demanda;
- El método AIC se basa en un incremento de la demanda actual.

Si bien AIC calcula el nivel al que se deben fijar los precios de los futuros incrementos de producción para garantizar la recuperación total del costo incremental dada la demanda pronosticada, el método de Turvey considera el cambio en los costos de capacidad pronosticados que surgen de un incremento o decremento permanente en el pronóstico. En circunstancias en las que el gasto de capital marginal para una empresa (o sistema) es muy indivisible, esto puede llevar a que una cantidad de capacidad ociosa entre en el cálculo del AIC y por tanto, aumenten los costos (Houston & Graham, 2012).

## 13.2 Determinación de precios en los SSMM en Chile

La regulación actual de los SSMM establece que los precios a nivel de generación – transporte son regulados y se fijan cada 4 años, determinándose conjuntamente con el plan de expansión de las instalaciones. Los precios se calculan sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo, de sistemas eficientemente dimensionados y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico. Para ello, el nivel de las tarifas determinadas a partir del costo incremental de desarrollo deberá ser suficiente para cubrir el

costo total de largo plazo del segmento correspondiente. Asimismo, la LGSE establece que se debe utilizar una tasa del 10% real anual.

En esta sección se detalla, a nivel conceptual, las etapas para determinar los precios de los SSMM y lo que ocurriría en cada una de ellas ante una proyección relevante de aumento de demanda, de acuerdo al marco regulatorio actual. Las etapas para determinar el precio se presentan en la siguiente figura.

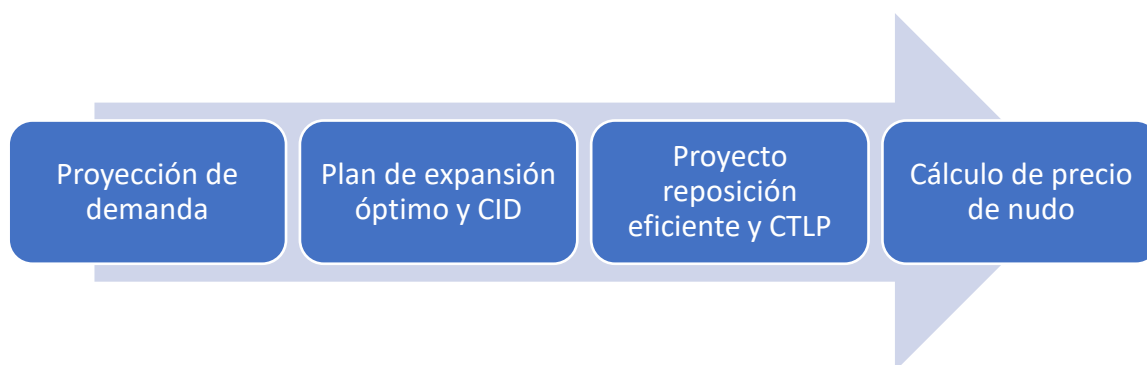


Figura 22: Etapas de determinación de precios en los SSMM

## 13.3 Proyección de demanda: metodología general

A partir de la información entregada por las empresas operadoras se debe determinar la proyección total de demanda de energía y potencia para el período de planificación. Para ello, se debe verificar la relación estadística entre el consumo eléctrico de la región, los índices de crecimiento económico regional o nacional u otras variables relevantes como variables económicas, sociales, geográficas, climáticas, proyecciones de precios relevantes, planes de ordenamiento territorial y otros instrumentos de planificación, debidamente justificadas **e incluir las variaciones de consumo de grandes**

**clientes** del sistema, basadas en la información disponible obtenida a través de encuestas. Para tal efecto, las empresas operadoras deben realizar encuestas a sus grandes clientes, las cuales son entregadas al consultor para dar inicio al estudio.

Para efectos de los nuevos consumos, la empresa debe entregar al consultor las solicitudes de factibilidad de conexión e información disponible de nuevos proyectos cuyos consumos puedan afectar el crecimiento de la demanda proyectada.

### 13.3.1 Ejemplo de proyección de demanda realizada para el SSMM de Punta Arenas

A continuación, se explica la metodología de determinación de la demanda para el SSMM en Punta Arenas utilizada por el consultor de dicho sistema (Systep, 2022):

*En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un Modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la*

*proyección de la variable exógena PIB nacional. En todos los casos analizados el Modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.*

*Para la proyección de demanda máxima, se asumió que la razón entre la demanda media y demanda máxima se mantendrá similar a la que se presentan en los últimos años. Se utilizó como valor representativo el promedio del factor de carga del periodo 2018-2021, que se observa presenta bajas variaciones (Tabla 3-1). Por lo tanto, la*

demanda máxima por sistema se obtuvo dividiendo el consumo anual de energía por el producto entre las horas del año y el factor de carga del sistema respectivo.

Promedio				
$\sigma$	1,3%	1,3%	3,5%	2,0%

Tabla 8: Factor de carga histórico por sistema (Systep, 2022)

Año	Factor de Carga			
	Punta Arenas	Puerto Natales	Punta Arenas	Total por rango
2012	0,656	0,615	0,610	0,505
2013	0,658	0,606	0,603	0,520
2014	0,614	0,655	0,621	0,504
2015	0,671	0,638	0,621	0,547
2016	0,695	0,661	0,659	0,562
2017	0,687	0,669	0,667	0,573
2018	0,706	0,692	0,675	0,595
2019	0,697	0,684	0,646	0,593
2020	0,706	0,694	0,673	0,609
2021	0,719	0,707	0,628	0,580

**Período 2018-2021**

	<b>0,707</b>	<b>0,694</b>	<b>0,655</b>	<b>0,594</b>
--	--------------	--------------	--------------	--------------

De forma adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por Edelmag, y que escapan a lo que se puede considerar como crecimiento vegetativo o histórico. Para estos casos se estimó una demanda máxima esperada, en base a la solicitud de potencia a conectar y la experiencia previa observada por Edelmag en conexiones de nuevos grandes clientes. El consumo esperado de energía se estimó considerando un factor de carga representativo para clientes industriales de Edelmag de 0,45.

La tabla a continuación muestra la proyección global de demanda, considerando las proyecciones de series de tiempo obtenidas con modelos SARIMAX, a las cuales se han adicionado la estimación de nuevos grandes consumos informados por Edelmag.

Tabla 9: Proyección global de demanda para Sistema Punta Arenas (2022-2036) incluyendo nuevos consumos (Systep, 2022)

Año	ENERGÍA [MWh]	VAR [%]	POTENCIA [MW]	VAR [%]
2012	225.049,3		39,1	
2013	227.051,5	0,89%	39,4	0,79%
2014	232.276,6	2,30%	43,2	9,58%
2015	234.721,2	1,05%	39,9	-7,43%
2016	244.429,4	4,14%	40,1	0,28%
2017	248.230,9	1,56%	41,3	3,01%
2018	256.758,6	3,44%	41,5	0,61%
2019	260.974,6	1,64%	42,8	3,01%
2020	261.493,9	0,20%	42,2	-1,37%
2021	273.550,7	4,61%	43,4	2,94%
2022	278.670,6	1,87%	45,0	3,64%
2023	284.208,0	1,99%	45,9	1,99%
2024	290.766,2	2,31%	47,0	2,31%
2025	297.105,1	2,18%	48,0	2,18%
2026	303.517,2	2,16%	49,0	2,16%
2027	309.965,5	2,12%	50,1	2,12%
2028	316.467,2	2,10%	51,1	2,10%

Año	ENERGÍA [MWh]	VAR [%]	POTENCIA [MW]	VAR [%]
2029	323.025,2	2,07%	52,2	2,07%
2030	329.643,0	2,05%	53,2	2,05%
2031	336.332,7	2,03%	54,3	2,03%
2032	343.066,0	2,01%	55,4	2,01%
2033	349.875,0	1,98%	56,5	1,98%
2034	356.751,6	1,97%	57,6	1,97%

Nótese que para efectos de la estimación de la demanda máxima se asume la misma razón entre la demanda media y la demanda máxima a la presentada en los últimos años. Para el caso de

grandes nuevas demandas este tipo de metodologías debe revisarse, pues la señalada razón podría no ser un buen predictor para estimar la demanda máxima futura.

## 13.3.2 Conclusiones respecto de la demanda

Como se puede apreciar en el diseño regulatorio actual (reglamento y bases de los estudios de planificación y tarificación), el foco de la proyección de demanda está orientada hoy al crecimiento vegetativo. La demanda adicional de grandes clientes se considera únicamente mediante encuestas y las solicitudes de factibilidades realizadas al operador del sistema. En ese sentido, para que un gran proyecto de

demanda sea considerado en la proyección de demanda y con ello en la planificación y tarificación, debe participar del proceso entregando información respecto de su perfil de demanda esperada y año de conexión, en caso contrario, no sería considerado y difícilmente el SSMM podría absorber dicha nueva demanda sin haber sido considerada en la planificación.

## 13.4 Plan de expansión óptimo y costo incremental de desarrollo

El plan de expansión óptimo es, como su nombre lo indica, la expansión necesaria del SSMM para suministrar la demanda incremental. Es decir, el punto de partida son las instalaciones existentes

y la proyección de demanda. El costo incremental de desarrollo se obtiene a partir del resultado del plan de expansión óptimo y la base conceptual es la descrita en la sección 13.1.2.

### 13.4.1 Plan de expansión óptimo

Tal como se señala en las bases técnicas del proceso del año 2022, el plan de expansión óptimo es de **carácter obligatorio para las empresas que operen el SSMM, entendiéndose por tales aquellas que actualmente lo hacen, así como aquellas unidades candidatas que resulten despachadas**. El plan se debe desarrollar de acuerdo con las características

reales de las instalaciones existentes al año base de cada SSMM, a la proyección de demanda de energía y potencia para el período de planificación, y considerando las alternativas tecnológicas más eficientes presentes en el mercado de la generación y transmisión. En particular, las bases señalan que se debe

considerar en las instalaciones de generación lo siguiente:

- Capacidad de nuevas unidades, adecuadas al tamaño del SSMM.
- Precio de combustibles.
- Costo de falla correspondiente.
- Tasa de descuento.
- Tipos de centrales adecuados a los combustibles disponibles de cada zona, conforme a las condiciones climáticas existentes.
- Consideración de economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las unidades generadoras a incluir en el plan de expansión óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

Por otra parte, para determinar las instalaciones de transmisión se debe considerar al menos las siguientes materias:

- Flujos máximos para las distintas condiciones de operación.
- Análisis de pérdidas y congestiones.
- Criterio de seguridad de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para SSMM.
- Consideración y valorización de las eventuales nuevas servidumbres sobre terrenos.
- Capacidad de líneas, transformadores y equipos adecuados a las condiciones de máxima transferencia.
- Consideración de economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las nuevas líneas, transformadores y equipos a incluir en el plan de expansión óptimo.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

Para conseguir lo anterior el consultor debe desarrollar una modelación futura del sistema de

potencia del SSMM que corresponda y por lo tanto debe considerar en su metodología la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de insumos principales, tales como precio de combustibles, además de su disponibilidad. En términos conceptuales, el problema de optimización al plan de expansión óptimo es el siguiente:

Minimización de costos de inversión, operación, mantenimiento y comercialización en un horizonte de planificación.

Sujeto a las siguientes restricciones:

- Abastecimiento de la demanda
- Restricciones de seguridad y calidad
- Restricciones operativas (reservas, tensiones, flujos máximos, etc.)
- Restricciones de disponibilidad de recursos
- Restricciones ambientales (ej.: emisiones máximas)
- Restricciones geográficas (disponibilidad de terrenos)

La resolución del problema de optimización anterior permite obtener el plan de inversiones que se mandatará en los decretos de expansión de los SSMM.

#### 13.4.1.1 Ejemplo de plan de expansión óptimo de Punta Arenas

- La elaboración del plan de expansión óptimo de generación de cada sistema considera 3 etapas: Planificación Óptima Económica, Planificación de Suficiencia Diésel y, finalmente, la Verificación del Cumplimiento de la Norma Técnica.
- Se exige que el Plan de Expansión resultante para cada sistema sea, por sí solo, capaz de suministrar la demanda utilizando sólo combustible diésel, en caso de que Edelmag viera comprometido el suministro del gas natural.
- Se realizan las simulaciones que permiten verificar si el Plan de Expansión resultante cumple con los requerimientos indicados en la Norma Técnica.

Las siguientes tablas presentan el resultado del plan de expansión de generación y transmisión:



Tabla 10: Plan de expansión óptimo de generación y transmisión para Punta Arenas (Systep, 2022)

Unidad	Potencia (MW)	Tecnología	Año Ingreso	Mes Ingreso
MGR3-5	2,538	Motor Gas Natural	2029	3
MGR3-3	2,538	Motor Gas Natural	2031	3
MGR3-1	2,538	Motor Gas Natural	2034	3
MGR3-2	2,538	Motor Gas Natural	2036	3

Sistema	Nombre Elemento	Fecha entrada	VI (US\$)	Propietario
PA	Segundo Circuito Línea 66kV Tres Puentes-Punta Arenas	2025	3.366.988	EDELMAG
PA	Regulador de Voltaje Aeropuerto	2022	82.092	EDELMAG

#### 13.4.1.2 Conclusiones respecto del plan de expansión óptimo

El plan de expansión óptimo considera un horizonte de 15 años, por lo que la conclusión inmediata en caso de que en la proyección de demanda se haya considerado una nueva demanda, es que el plan de expansión resultará en requerimientos de unidades adicionales para poder suministrar dicha demanda bajo todas las restricciones asociadas (seguridad y calidad, reservas, disponibilidad de recursos, etc.). Para el caso particular de Punta Arenas, el estudio realizado considera una planificación de suficiencia diésel, en la que se requiere que la

demanda completa pueda ser suministrada por este combustible, en caso de que existan problemas de suministro de gas. Esta restricción causa que el resultado de la optimización tienda a favorecer máquinas duales, pues permiten cumplir con el objetivo económico y de suficiencia simultáneamente.

Finalmente, dependiendo del tamaño de la nueva demanda y su punto de conexión, es la cantidad de inversiones adicionales que se requerirían tanto en generación como transmisión. Por otra parte, que las expansiones requeridas sobrepasen el límite de 200 MW es el caso regulatoriamente complejo y que fue descrito en las secciones anteriores.

## 13.4.2 El costo incremental de desarrollo

El costo incremental de desarrollo es obtenido a partir del resultado del plan de expansión óptimo. Para ello, el plan debe ser valorizado tanto en sus componentes de inversión como en operación. En ese sentido, es parte del estudio de los SSMM el detallar los costos de inversión de las unidades generadoras, líneas y equipos de transmisión utilizados, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento que los caracterizan, los costos de la futura infraestructura y demás bienes y equipos que deban incorporarse, así como la estructura óptima de personal y los sueldos de mercado utilizados.

Durante el mencionado estudio se consideran las economías verticales, pues en caso de que la empresa tenga integración vertical con el segmento de distribución o integración horizontal con otros sistemas u otros servicios administrados se debe determinar la fracción de los costos que debe ser descontada de los segmentos de generación y transmisión en análisis.

El concepto de costo incremental de desarrollo es una aproximación al concepto de costo marginal de largo plazo y se aplica en situaciones donde los cambios de capacidad instalada sólo se pueden

llevar a cabo en forma discreta en relación al tamaño total del sistema, entregando una medida del costo de proveer las últimas unidades, tal como fue descrito en la sección 13.1.

A diferencia de un sistema como el SEN, en el que de acuerdo a la evolución de la demanda se van instalado libremente unidades marginales, en el caso de los SSMM, que son centralmente planificados, las unidades marginales deben ser construidas para satisfacer la demanda futura de acuerdo al horizonte de planificación (15 años),

entonces, lo que se paga no es el costo de la unidad marginal, sino más bien el promedio de las expansiones necesarias en el futuro para cubrir la demanda incremental.

En la práctica, el cálculo del costo incremental de desarrollo en los SSMM, es la razón entre el valor presente de los costos incrementales en que incurrirán en el futuro para satisfacer la demanda y la producción incremental de energía de ese período y es la base sobre la que se calculó el precio de nudo de energía en los SSMM.

$CID =$

$$\frac{\left[ \begin{array}{l} + \text{Valor presente de las inversiones en el horizonte} \\ - \text{valor presente del valor residual de las inversiones} \\ + \text{valor presente de los costos incrementales de operación y mantenimiento} \end{array} \right]}{\text{Valor presente de la generación incremental de energía inyectada al sistema}}$$

En la fórmula anterior, se entiende costos incrementales de operación y mantenimiento o generación incremental como la diferencia entre el costo o generación del año  $n$ , menos el costo o generación del año base.

#### 13.4.2.1 Conclusiones del costo incremental de desarrollo

En caso de que, las inversiones de capacidad instalada de generación no sobrepasen los 200 MW, el costo incremental de desarrollo deberá incorporar las inversiones adicionales para suministrar la nueva demanda, así como también el valor de los costos incrementales de la operación y mantenimiento. No es posible señalar, sin un análisis de simulación, la magnitud del aumento del CID causado por el incremento de la demanda adicional por la eventual conexión de un proyecto de producción de hidrógeno. Sin embargo, conceptualmente en caso de requerimientos de grandes demandas (del orden

de la demanda máxima actual del SSMM en expansión), el CID quedaría determinado casi de forma completa por el valor presente asociado al costo de las nuevas inversiones y la generación de estas nuevas unidades. En ese sentido, el CID podría aproximarse al valor presente del costo de desarrollo o costo nivelado de la o las tecnologías entrantes que suministrarán dicha demanda.

Dado el nivel de indivisibilidad de inversiones de los SSMM, se debe evaluar si el cálculo del CID como aproximación del costo marginal de largo plazo, es el más adecuado. En ese sentido, es recomendable evaluar la aplicación de otro método de aproximación tal como, el método de Turvey, para revisar si aproxima de una mejor manera el crecimiento de estos sistemas, pensando, en un crecimiento a "saltos", como podría ocurrir con la conexión de nueva demanda.

## 13.5 Proyecto de reposición eficiente y costo total de largo plazo

El costo total de largo plazo es aquel valor constante requerido para cubrir los costos de

explotación y de inversión en que se incurra durante el período tarifario de

cuatro años de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Por otra parte, el proyecto de reposición eficiente *“es aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado en forma eficiente de acuerdo con los precios de mercado vigente de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del Estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.”*<sup>32</sup>

A diferencia del proyecto de expansión óptimo, en el proyecto de reposición eficiente se debe

$$CTLP = FRC_{4 \text{ años}} \times [\text{Valor presente costo de inversión durante los 4 años de la fijación} \\ + \text{Valor presente costo de inversión y mantenimiento de los 4 años de la fijación}]$$

Donde FRC es el factor de recuperación de capital y corresponde al factor utilizado para calcular los 4 pagos anuales iguales requeridos para

considerar las capacidades iniciales y futuras óptimas, que serán las que determinen el mínimo CTLP, que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación del Estudio. Es decir, se debe determinar el dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales, más las expansiones correspondientes.

Así, el CTLP, en términos prácticos, se determina como el valor presente anualizado de los costos totales requeridos para cubrir el proyecto de reposición eficiente, tal como se presenta en la siguiente expresión:

amortizar la suma del valor presente de los costos totales de los 4 años de la fijación correspondiente. Lo anterior, considerando la tasa del 10% que se aplica en el caso de la regulación de los medianos hoy.

## 13.5.1 Ejemplo del proyecto de reposición eficiente en Punta Arenas

Por ejemplo, en el caso de Punta Arenas, el proyecto de reposición eficiente propuesto por la consultora SysteP es desarrollado en 3 etapas, según describe en su informe del 30 de junio de 2022:

- Etapa 1: Reposición con consideraciones económicas y respaldo diésel. En esta etapa se desarrolló un plan óptimo económico que además permite cumplir con suficiencia diésel (se establece esta restricción para asegurarse de poder suministrar la demanda en caso de que existan problemas de suministro de gas).
- Etapa 2: Suficiencia diésel estricta y criterio N-1. Se consideran restricciones de seguridad como el cumplimiento del criterio-1, el cual considera que el

sistema cuenta con capacidad de reserva que garantice suficiencia de potencia en caso de indisponibilidad programada o forzada de la unidad de mayor tamaño. Adicionalmente se considera el margen de reserva en giro que, de acuerdo a la norma, debe corresponder al 10% de la capacidad nominal de generación para las unidades.

- Etapa 3: Modelo de despacho horario. Se verifica la operación del sistema mediante una simulación horaria, considerando curvas de consumos específicos, tiempos mínimos de operación, y costos variables.

<sup>32</sup> Artículo 34 DS 229/2005

De esta forma, el proyecto de reposición eficiente de generación propuesto por la consultora Systep

para el SSMM de Punta Arenas se compone de las siguientes centrales:

Tabla 11: Plan de reposición eficiente de generación para Punta Arenas (Systep, 2022)

Unidad	Potencia Instalada (kW)	Tecnología	Año de entrada
Titan-1	15.000	Turbina Gas Natural Dual	2021
CAT3516-1	1.460	Motor Diésel	2021
Titan-2	15.000	Turbina Gas Natural Dual	2021
TGHD3-1	16.300	Turbina Gas Natural Dual	2021
TGHD3-2	16.300	Turbina Gas Natural Dual	2021
MDR1-1	1.600	Motor Diésel	2021
MDR1-2	1.600	Motor Diésel	2021
MDR1-3	1.600	Motor Diésel	2021
EOL_CN-1	2.550	Eólico	2021
MDR1-4	1.600	Motor Diésel	2023
MDR1-5	1.600	Motor Diésel	2023
EOL_VP-1	10.350	Eólico	2023
MDR1-6	1.600	Motor Diésel	2024
MDR1-7	1.600	Motor Diésel	2024
Mars-1	10.000	Turbina Gas Natural	2025
MDR1-8	1.600	Motor Diésel	2034
TGHD2-1	12.200	Turbina Gas Natural Dual	2035

## 13.5.2 Conclusiones del costo total de largo plazo

A diferencia del caso CID, calculado a partir de las expansiones óptimas en un horizonte de 15 años para suministrar la eventual nueva demanda, el cálculo del CTLP sólo considera los 4 años que corresponden al período de fijación tarifaria. Por lo tanto, el CTLP es mucho más sensible a la temporalidad de la nueva demanda que el CID. En caso de que la nueva demanda se proyecte temporalmente dentro de los 4 años asociados al período de fijación o en los años siguientes (2 a 3 años), entonces el CTLP se verá afectado, pues se requerirán inversiones dentro del período de fijación tarifaria. Por el contrario, en la medida

que la nueva demanda se aleje temporalmente del período de fijación tarifaria, es más probable que las nuevas inversiones y requerimientos se vean desplazados fuera del período de fijación y, por lo tanto, el CTLP no se vea mayormente afectado. Naturalmente, la magnitud del aumento del CTLP causado por la nueva demanda dependerá de la magnitud de la misma y su temporalidad, además de la composición tecnológica que dé como resultado la optimización para cubrir esta nueva demanda.

## 13.6 Cálculo de precio de nudo generación-transmisión

Para asegurarse que los precios regulados cubran los costos medios eficientes, la regulación establece que los precios de nudo deben cubrir el costo total de desarrollo eficiente (es decir, el CTLP). Para ello, utilizando el CID, se evalúan los ingresos anuales que obtendría la empresa por las ventas de energía y potencia durante el período de fijación tarifario. Este flujo de ingresos es evaluado a valor presente y anualizado para poder compararlo con el CTLP obtenido. Luego, se calcula un factor ponderador, de forma que al multiplicar este factor por el CID resulte en un precio de nudo, tal que, al multiplicarlo por las ventas de energía y potencia, resulte en ingresos mayores o iguales al CTLP para la empresa.

Cabe destacar que, para el cálculo de precio de nudo de generación, lo que ha ocurrido en todos los períodos tarifarios es que los ingresos anuales

calculados con el CID, siempre han resultado menores que el CTLP y, por lo tanto, los precios de nudo, es decir, la tarifa que pagan los clientes regulados han reflejado siempre la tarifa eficiente asociada al proyecto de reposición eficiente mediante el cual se determina el CTLP. Lo anterior se explica principalmente por la alta capacidad instalada de los SSMM frente al poco crecimiento de la demanda, lo que conlleva a que los proyectos de expansión resulten en muy poca capacidad adicional instalada y por tanto valores bajos de CID que no cubren los costos totales medios. Esta situación podría cambiar al evaluarse el escenario con una nueva demanda, donde dejaría de existir la sobre instalación señalada. El siguiente diagrama presenta, de manera simplificada, el procedimiento de cálculo de precio de nudo.

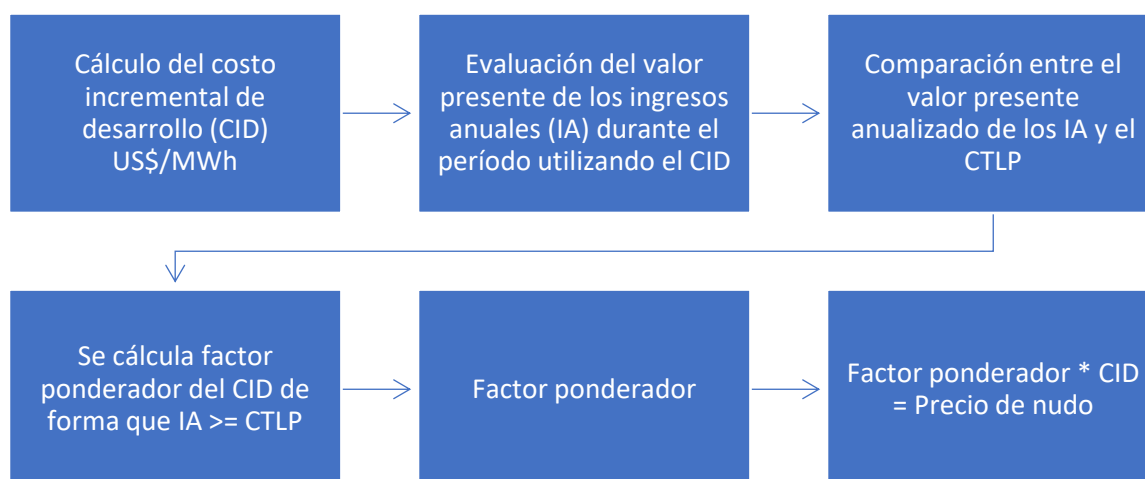


Figura 23: Etapas de cálculo de precio de nudo de corto plazo de los SSMM

Considerando lo descrito precedentemente, la afectación al precio de nudo ante una nueva demanda en un SSMM dependerá de la magnitud de la misma. Así, si la magnitud de la nueva demanda es muy alta en relación a la demanda actual y se encuentra temporalmente, en la ventana de la fijación tarifaria o en años cercanos a la misma, el ingreso anual calculado con el CID y el CTLP tenderá a parecerse (pues ambos estarán dados, principalmente, por las nuevas inversiones de generación y transmisión requeridas para cubrir la nueva demanda junto con sus respectivos costos de operación). Es decir, el precio de nudo estará dado por el costo de

desarrollo de las tecnologías de generación que resulten más eficientes para suministrar el nuevo nivel demanda. Por el contrario, si la nueva demanda está temporalmente lejana, es posible que el CID se vea afectado y no el CTLP y, en este escenario, no tendrá mayor afectación a los precios de nudo hasta los procesos de planificación más cercanos a la misma.

# 14 Matriz de modificaciones regulatorias

A la luz de todo lo analizado en las secciones anteriores, a continuación, se presenta una tabla con las propuestas de modificaciones legales que se hacen cargo de sortear las principales barreras que impiden la conexión de proyectos de hidrógeno verde con especial énfasis en la caracterización y definición de los SSMM, así como una propuesta de nuevos instrumentos regulatorios para permitir y fomentar la competencia en los señalados sistemas. Al respecto, cabe señalar que estas propuestas tuvieron en consideración las entrevistas realizadas durante la realización del estudio a titulares de proyectos de hidrógeno verde en desarrollo, a reguladores y operadores de los SSMM. El detalle, síntesis y principales conclusiones de las entrevistas están contenidas en el Anexo N° 17.121.1

Tabla 12: Propuesta modificaciones legales

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
1	<p><b>Definición del SEN</b></p> <p>Artículo 225°LGSE, letra b) Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.</p>	<p>La definición actual no consideró la posibilidad de que un SSMM alcance o supere los 200 MW de capacidad instalada de generación derivándose con ello todos los problemas expuestos en la sección 10.2.</p>	<p><b>Artículo 225° b) Sistema Eléctrico Nacional.</b> Sistema eléctrico interconectado destinado a cubrir la demanda de clientes regulados y libres de la mayor parte de las regiones del país y que permite conformar un mercado eléctrico común.</p>
2	<p><b>Definición SSMM</b></p> <p>Art. 173°LGSE inciso primero</p> <p>“En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, “sistemas medianos”, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.”.</p>	<p>Además de lo analizado en la sección 10.2, y en consideración a la inexistencia de un proceso de transición de un tipo de sistema a otro, donde un MW más o menos puede cambiar la regulación aplicable a un sistema eléctrico de manera abrupta, se propone caracterizar a los sistemas eléctricos en función de conceptos y variables que permitan al regulador revisar periódicamente la situación de cada sistema y sus requerimientos.</p> <p>Un cambio abrupto de la regulación a aplicar a un sistema eléctrico que incide esencialmente en la operación, planificación, valorización y tarificación resulta desaconsejable puesto que introduce un factor de incertidumbre muy relevante a las inversiones en proyectos de hidrógeno. Además, generaría la obligación de desintegrar a los actores.</p> <p>De acuerdo con la regulación vigente el cambio de un sistema a otro es inmediato lo que en la práctica es imposible de materializar.</p>	<p><b>Artículo xxx. Calificación sistemas eléctricos.</b> Los sistemas eléctricos que no se encuentren interconectados al SEN, serán calificados por la Comisión Nacional de Energía como “Sistema Mediano”, “Sistema Aislado para pequeños consumidores” o “Sistema Aislado para procesos productivos”.</p> <p>Cada cinco años, la Comisión, mediante un proceso transparente, público y participativo calificará los sistemas eléctricos existentes en el país. Cualquier interesado podrá discrepar ante el Panel de Expertos la calificación realizada.</p> <p>Los plazos, condiciones, etapas y demás requisitos del proceso de calificación de sistemas eléctricos serán establecidos en el reglamento, así como los criterios y otras consideraciones necesarias para llevar adelante el proceso.</p> <p><b>Artículo xxxx. Sistema Mediano.</b> Sistema eléctrico, que encontrándose desconectado del SEN, está destinado a suministrar energía a clientes libres y regulados en poblados cuyo tamaño, ubicación geográfica y otras características particulares justifiquen la necesidad de establecer estándares regulatorios y normativos específicos.</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p><b>Artículo xxxx. Sistema Aislado para Pequeños Consumidores.</b> Sistema eléctrico destinado esencialmente a suministrar electricidad para actividades domiciliarias o comerciales de poblados que, por su ubicación, nivel de demanda u otras características particulares no resultan económicamente favorables someterlos a los costos regulatorios y estándares normativos de un Sistema Mediano.</p> <p><b>Artículo xxx. Sistema Aislado para Procesos Productivos.</b> Sistema eléctrico destinado esencialmente a la producción de bienes y productos que no requieren su interconexión al SEN o a un Sistema Mediano.</p> <p><b>Artículo xxx. Cambio de calificación.</b> En caso de que como resultado del proceso de calificación de sistemas eléctricos, un sistema cambie de calificación, éste deberá cumplir los nuevos requerimientos que exija la regulación acorde a su nueva calificación de forma progresiva en un periodo de 5 años, de acuerdo al plan que para tal efecto establezca la Comisión con ocasión del proceso de calificación.</p> <p>El reglamento regulará las materias necesarias para la debida implementación del presente artículo.</p> <p><b>Artículo transitorio.</b> Este artículo debiese establecer que los actuales sistemas eléctricos (SEN, SSMM y SSAA) mantendrán esta condición en tanto no se encuentre finalizado el primer proceso.</p>



N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
3	<p><b>Objetivos de la planificación de los SSMM e introducción ERNC y nuevas tecnologías</b></p> <p>Art. 173° LGSE "...se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico."</p>	<p>La no consideración de otras variables en la planificación como el fomento de las energías renovables dificulta que proyectos de generación renovables ingresen al sistema puesto que en los SSMM es más económico generar con proyectos térmicos. Esto aplicaría para proyectos de hidrógeno verde interesados en inyectar energía al sistema.</p> <p>Si la planificación no contempla dentro de sus objetivos aspectos que permitan al planificador introducir ERNC y nuevas tecnologías es imposible incentivar la competencia y promover la diversificación de la matriz energética</p>	<p><b>Artículo 173°.</b> La planificación de los Sistemas Medianos deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones considerando los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para los sistemas eléctricos, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.</p> <p>En la planificación la Comisión podrá considerar inversiones para transformar generación térmica existente en generación en base a combustibles cero emisiones, de acuerdo a lo que establezca el reglamento.</p>
4	<p><b>Planificación y tarificación: reconocimiento de inversiones por más de 4 años</b></p> <p>(no se encuentra regulado)</p>	<p>El reconocimiento de las inversiones por más de 4 años es una de las barreras más importantes de los SSMM. Los inversionistas requieren certeza de que éstas serán reconocidas para obtener los recursos necesarios para apalancar el proyecto.</p> <p>Esta alternativa de solución podría utilizarse en aquellos SSMM en los que no sea oportuno realizar licitaciones de suministro. De esta forma se garantizarían las inversiones.</p>	<p>Artículo xxxx: En particular para aquellas unidades que forman parte de los medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo a lo definido en el artículo 225°, y para sistemas de almacenamiento de energía, el valor de inversión de las obras indicadas en el decreto señalado en el artículo xxx y sus correspondientes fórmulas de indexación, serán incluidos en la determinación del costo total de largo plazo en los siguientes dos procesos tarifarios, sin contar la posible ejecución de los estudios que indica el artículo 180°, a partir de la fecha que se indica en el decreto, o según la vida útil del proyecto respectivo. Lo anterior, siempre y cuando las obras hayan sido efectivamente ejecutadas o se encuentren desarrollándose dentro de los</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>plazos e hitos definidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de lo establecido en el inciso tercero del artículo 180°.</p> <p>Los factores de costos utilizados para la repartición de ingresos asociados a la inversión que le correspondan a las unidades a que hace referencia el inciso anterior, deberán actualizarse de manera que las alzas o disminuciones en el costo total de largo plazo de los siguientes dos procesos no sean absorbidas por las mencionadas unidades, de acuerdo a lo que disponga el reglamento.</p>
5	<p><b>Certificación</b></p> <p>No existe regulación</p>	<p>No existe regulación ni financiamiento para hacer trazables el suministro de energía eléctrica de los SSMM. La certificación, de acuerdo a lo señalado en el numeral 17.2.7 es un obstáculo para el desarrollo del mercado mundial del hidrógeno. La modificación permite incorporar sistemas y solicitar información al operador para cumplir con los requerimientos de un futuro esquema de trazabilidad y certificación.</p>	<p>Para efectos de la trazabilidad de las fuentes de energía utilizadas para suministrar a la demanda, el operador de cada SSMM deberá desarrollar los sistemas necesarios y entregar toda la información que el Coordinador Eléctrico Nacional o la CNE requieran para estos efectos, según corresponda y de acuerdo a lo establecido en el reglamento. Las nuevas inversiones necesarias para la implementación de los sistemas de trazabilidad serán reconocidas en los estudios tarifarios, según corresponda.</p>
6	<p><b>Interconexión entre sistemas eléctricos nacionales</b></p> <p>No existe regulación</p>	<p>Hoy día no se encuentra regulada la interconexión de dos o más SSMM.</p>	<p>Interconexión de dos o más sistemas eléctricos nacionales. Podrán presentarse iniciativas privadas para la interconexión de dos o más sistemas eléctricos. Asimismo, la CNE podrá incorporar en la planificación la interconexión de dos o más sistemas eléctricos en caso de corresponder.</p> <p>En caso de presentarse una iniciativa de transmisión para la interconexión de dos o más sistemas medianos, ésta deberá ser analizada en el estudio al que se refiere el artículo 174°. En caso de ser considerados en el plan de expansión, los proyectos deberán ser incorporados en el desarrollo de los sistemas eléctricos respectivos en virtud de lo señalado en el artículo 179°, y el decreto respectivo deberá definir las condiciones asociadas a la transición para la correcta integración de los sistemas medianos que se interconecten.</p> <p>Un año antes de la entrada en operación de la interconexión, se deberá actualizar el estudio tarifario de forma de establecer los nuevos precios de nudo que deberán aplicarse al nuevo sistema.</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>En cualquier otro caso de interconexión entre sistemas eléctricos, la Comisión Nacional de Energía deberá elaborar un informe técnico señalando si se trata de una interconexión de interés privado o de servicio público destinada al abastecimiento de la demanda.</p> <p>El Ministerio, deberá dictar el correspondiente decreto “por orden del Presidente de la República” indicando el tipo de instalaciones de que se trata y deberá definir las condiciones asociadas a la transición, al acceso abierto, a la remuneración y pago de las correspondientes instalaciones. En caso de tratarse de una interconexión nacional privada ésta se registrará por su respectivo contrato.</p> <p>El reglamento establecerá las materias necesarias para la debida implementación del presente artículo.</p>
7	<p><b>Interconexión internacional</b></p> <p>No existe regulación expresa</p>	<p>Al día de hoy no es una barrera inmediata, pero es necesario resolver la inconsistencia que existe en materia tarifaria en cuanto a quienes deben pagar por las instalaciones de interconexión internacional de los SSMM. Los inversionistas de los proyectos de hidrógeno requieren tener certeza jurídica y claridad respecto de los eventuales costos y cargos asociados a sus proyectos, como podría ser una interconexión internacional con Argentina.</p>	<p>Cuando una interconexión internacional de servicio público interconecte instalaciones correspondientes a algún Sistema Mediano, dicha instalación será remunerada por los clientes finales del SEN a partir del cargo de transmisión y por un nuevo cargo de transmisión aplicado al correspondiente Sistema Mediano, para lo cual se utilizará el VATT de la instalación y la energía del SEN y del SSMM respectivo, de acuerdo a lo que disponga el reglamento.</p>
8	<p><b>Acceso abierto</b></p> <p>No existe regulación expresa a nivel legal</p>	<p>El acceso abierto garantiza a los desarrolladores de proyectos su interconexión al SSMM e impide que el incumbente, quien debe autorizar dicha conexión, dilate o dificulte el proceso.</p> <p>Dada la importancia de este tema para efectos de promover un eventual ambiente competitivo, se sugiere</p>	<p><b>Artículo xxx. Acceso abierto y procedimientos de conexión en sistemas medianos.</b> El Coordinador deberá otorgar permiso de conexión a nuevos proyectos en los SSMM cuando éstos lo soliciten en subestaciones existentes o futuras, conforme lo que disponga el reglamento.</p> <p>Las discrepancias que surjan con motivo de la aplicación del régimen de acceso abierto establecido en el presente artículo serán sometidas al</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
		trasladar esta facultad a un tercero independiente, como lo es el Coordinador Eléctrico Nacional.	dictamen del Panel de Expertos, el que deberá resolver dentro de los quince días siguientes de celebrada la audiencia que trata el artículo 211°.
9	<p><b>Proyectos piloto</b></p> <p>No existe regulación expresa</p>	<p>No se trata de una barrera, sino que de un mecanismo de incentivo al desarrollo de proyectos.</p> <p>Se sugiere dar mayor certeza respecto de la remuneración e involucrar al SEN en el financiamiento, toda vez que los eventuales beneficios de un proyecto piloto pueden ser aplicables al SEN.</p> <p>Se propone un texto con modificaciones.</p>	<p><b>Artículo xxx.</b> Las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras que operan en los sistemas medianos, usuarios finales conectados a dichos sistemas o cualquier interesado, podrán proponer a la Superintendencia y a la Comisión la realización de proyectos piloto con el fin de mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad de suministro, eficiencia en la red, servicio a los usuarios finales, u otros beneficios. Aquellas tecnologías, podrán estar técnicamente reconocidas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería, internacionalmente reconocidas. Estos antecedentes deberán ser acompañadas por los interesados al presentar el proyecto, de conformidad a lo dispuesto por el reglamento. Asimismo, el interesado deberá presentar su propuesta de remuneración anual por la implementación del proyecto.</p> <p>En caso de que la Superintendencia autorice el desarrollo del proyecto piloto la Comisión deberá analizar el alcance, impacto y posibles beneficios de la propuesta, así como los costos relativos a su implementación. En caso de ser autorizado, se incorporará su remuneración en el cargo de servicio público.</p> <p>En caso de ser incorporados, deberán ser implementados bajo las condiciones establecidas por la Comisión mediante resolución.</p>
10	<p><b>Giro exclusivo empresas distribuidoras</b></p> <p>Art. 8° ter LGSE: Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones</p>	Mientras se mantenga la integración vertical en los SSMM la exigencia de giro exclusivo de las distribuidoras les impide celebrar contratos con clientes libres por lo que un proyecto de hidrógeno que requiera retirar energía del	A las empresas concesionarias de distribución que operen en los sistemas medianos, no les será aplicable la exigencia de tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica, prevista en el inciso primero del artículo 8° ter. Con todo, estas empresas estarán obligadas a llevar contabilidad separada en los términos previstos en el inciso segundo del artículo 8° ter, en caso de que además de prestar el servicio público de distribución de energía

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
	<p>de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la ley N° 18.046 y a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la misma ley. Asimismo, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.</p> <p>Por su parte, las empresas concesionarias de distribución que estén constituidas de acuerdo a lo establecido en el decreto con fuerza de ley N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante "cooperativas", que además de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica desarrollen otras actividades que comprendan giros distintos del señalado, estarán obligadas, para los efectos de esta ley, a llevar una contabilidad separada respecto de las actividades que comprendan en cualquier forma el giro de distribución de energía eléctrica. Se entenderá por contabilidad separada aquella que mediante libros de contabilidad, cuentas, registros y documentación fidedigna permita establecer en forma diferenciada los resultados de la gestión económica desarrollada dentro del giro de distribución de energía eléctrica.</p>	<p>sistema como cliente libre se verá impedido de celebrar un contrato de suministro con las distribuidoras.</p> <p>Otra alternativa es modificar el mismo art. 8 ter.</p>	<p>eléctrica desarrollen otras actividades que comprendan giros distintos del señalado.</p>
11	<p><b>Equidad tarifaria</b></p> <p>Art. 157° LGSE (PNP y RGL)</p> <p>No existe regulación para los SSMM</p>	<p>Especialmente en Magallanes, el subsidio del gas dificulta que proyectos renovables (hidrógeno) puedan ser considerados en la planificación de los SSMM.</p> <p>Resulta conveniente que las tarifas de los SSMM sean iguales a las del resto del país e ingresen al mecanismo del precio de nudo promedio con el correspondiente ajuste en caso de exceder el 5% del promedio nacional</p>	<p>Resulta necesario eliminar todas las referencias a los sistemas de capacidad instalada igual o superior a 500 MW refiriéndose expresamente a los SSMM de acuerdo a la definición propuesta en el presente informe.</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
		<p>resultante. Asimismo, se les hace extensivo a los SSMM el RGL lo que también contribuye al desarrollo de los proyectos de hidrógeno atendido que las comunas donde estos se instalen verán compensada esta carga con un descuento en su tarifa.</p>	
12	<p><b>Almacenamiento</b></p> <p>No existe regulación expresa</p>	<p>El reconocimiento del almacenamiento en los SSMM contribuye al reconocimiento de atributos de los proyectos de hidrógeno lo que constituye un incentivo para su desarrollo.</p> <p>El actual proyecto de ley en trámite (Boletín 14.731) no considera el almacenamiento en los SSMM.</p>	<p>Incorporar en el art. 174° una referencia expresa al almacenamiento, así como también en el art. 174° bis</p>
13	<p><b>Licitaciones de suministro para SSMM<sup>33</sup></b></p> <p>No existe regulación</p> <p>Nuevo articulado LGSE</p>	<p>Actualmente no existen incentivos para el desarrollo de nuevos proyectos por lo que es necesario brindar flexibilidad a la Comisión para que pueda introducir competencia en el segmento de generación y a su vez permitir la introducción de ERNC y proyectos de hidrógeno verde permitiendo con ello transitar hacia una matriz renovable</p>	<p><b>Artículo xxxx.</b> La Comisión, en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para la planificación de los sistemas eléctricos, podrá considerar la realización de licitaciones públicas de suministro necesarias para abastecer la demanda de los sistemas medianos, mediante procesos públicos, transparentes y no discriminatorios.</p> <p>Para efectos de determinar la procedencia de las señaladas licitaciones, la Comisión deberá considerar las características del correspondiente sistema mediano, la proyección de la demanda, los proyectos inscritos en el registro de proyectos de generación y transmisión, el incentivo de nuevas tecnologías, el reemplazo de centrales, o cualquier otra consideración debidamente</p>

<sup>33</sup> De incorporarse este articulado en un proyecto de ley, debiese también llevarse a rango legal la creación del registro de usuarios e instituciones interesadas regulado al día de hoy en el artículo 8 del DS 229/2005.

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>fundada en un informe técnico, que justifique la realización de un proceso licitatorio.</p> <p><b>Artículo xxxx.</b> Las concesionarias de servicio público de distribución, las empresas generadoras y aquellas usuarios e instituciones interesadas, que se encuentren inscritas en el registro de usuarios e instituciones interesadas y que tengan interés directo o eventual en el proceso de licitación señalado en el artículo anterior, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días, contado desde su publicación, de acuerdo a los formatos, requisitos y condiciones que establezca el reglamento.</p> <p>Dentro del plazo de treinta días contado a partir del vencimiento del plazo para presentar las observaciones, la Comisión deberá dar respuesta fundada a ellas y proceder a la rectificación del informe en caso de corresponder. La Comisión deberá notificar el referido informe por medios electrónicos, el que deberá contener las modificaciones pertinentes producto de las observaciones que hayan sido acogidas.</p> <p>Dentro del plazo de quince días, contado desde la notificación a que se refiere el inciso anterior, podrán ser sometidas al dictamen del panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las proyecciones de demanda contenidas en el informe, el que deberá resolver conforme a lo dispuesto en el artículo 211°. La Comisión deberá elaborar el informe final de acuerdo a lo dictaminado por el panel, dentro del plazo de quince días, el que deberá contemplar, además, una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos 10 años.</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p><b>Artículo xxxx.</b> En caso de corresponder, la Comisión deberá elaborar las bases de licitación las que remitirá, a través de medios electrónicos, a las concesionarias de distribución licitantes, a efectos éstas efectúen las observaciones que estimen pertinentes.</p> <p>La Comisión establecerá en las bases las condiciones de la licitación, señalando, a lo menos, la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro requeridos para tal efecto; el período de suministro que debe cubrir la oferta, el cual no podrá ser superior a veinte años; los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro; las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas y un contrato tipo de suministro de energía para servicio público de distribución, que regirá las relaciones entre la concesionaria de distribución y la empresa generadora adjudicataria respectiva.</p> <p>El reglamento establecerá los plazos, procedimientos y condiciones necesarias para la debida implementación del presente artículo, así como también determinará los requisitos y las condiciones para ser oferente, las garantías que éste deba rendir para asegurar el cumplimiento de su oferta y del contrato de suministro que se suscriba y toda otra garantía para el debido resguardo del proceso.</p> <p><b>Artículo xxxx.</b> En cada licitación el valor máximo de las ofertas de energía, para cada bloque de suministro, será fijado por la Comisión, en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el cual el acto administrativo perderá el carácter de reservado. Con todo, dicho valor</p>



N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>máximo deberá ser fundado y definirse en virtud del bloque de suministro de energía licitado.</p> <p><b>Artículo xxxx.</b> Las empresas concesionarias de distribución deberán adjudicar la licitación a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación para su evaluación, debiendo comunicar a la Comisión la evaluación y la adjudicación de las ofertas, para los efectos de su formalización, a través del correspondiente acto administrativo.</p> <p>El contrato tipo de suministro incorporado en las bases de licitación deberá ser suscrito por la concesionaria de distribución y su suministrador, por escritura pública, previa aprobación de la Comisión mediante resolución exenta, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, las modificaciones que se introduzcan en los contratos deberán ser aprobadas por la Comisión.</p> <p><b>Artículo xxxx.</b> El total de la energía que deberán facturar el o los suministradores adjudicados en la correspondiente licitación a una distribuidora, será igual a la energía efectivamente inyectada por dicho generador en el período de facturación.</p> <p>El precio medio que resulte de la adjudicación será traspasado a los clientes finales de los sistemas medianos mediante una componente adicional agregada al precio de nudo resultante del proceso de tarificación, a que hace referencia el artículo 173°, formando un nuevo precio de nudo denominado precio de nudo promedio del sistema mediano. Esta componente adicional, será recalculada semestralmente por la Comisión para incorporar ajustes y</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>recargos derivados de indexaciones, desbalances producto de la demanda proyectada u otros.</p> <p><b>Artículo xxxx.</b> Las nuevas plantas de generación comprometidas producto de las licitaciones deberán incorporarse en el plan de expansión y en el plan de reposición de eficiente a costo cero, de forma que estas instalaciones sean consideradas para efectos de las expansiones necesarias del sistema, pero el costo de dichas instalaciones no quede reflejado en el precio de nudo resultante del proceso de tarificación.</p>
14	<p><b>Monitoreo de la competencia para los SSMM</b></p> <p>La regulación actual es solo respecto al SEN. Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.</p> <p>En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional</p>	<p>Actualmente no es posible establecer que la integración vertical permitida legalmente para los SSMM sea una barrera de entrada per se que atente contra la competencia. Sin embargo, las materias de competencia son dinámicas y requieren ser monitoreadas para que la autoridad pueda adoptar las medidas correctivas que estime oportunas. En tal sentido, si las modificaciones propuestas incorporan elementos de competencia en el segmento de generación se estima oportuno extender las funciones de monitoreo de la competencia que actualmente tiene el Coordinador respecto al SEN a los SSMM</p>	<p>Agregar a continuación del punto final del inciso primero la siguiente frase: "Asimismo el Coordinador deberá monitorear las condiciones de competencia existentes en los SSMM".</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
	Económica o de las autoridades que corresponda.		
15	<p><b>Repartición de la recaudación en SSMM</b></p> <p>Modificación DS 23/2015 (art.32)</p>	Es clave para cualquier inversionista tener claridad respecto del marco jurídico aplicable, especialmente en materias relacionadas con los ingresos	<p>La repartición de la recaudación proveniente de la venta de suministro eléctrico a los clientes finales corresponde a la distribución de la facturación total a la que hace referencia el artículo anterior, entre los distintos operadores de las instalaciones de generación y transporte de cada Sistema Mediano.</p> <p>La repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia se llevará a cabo de acuerdo a lo siguiente:</p> <p>a) La empresa distribuidora informará al Comité Coordinador los consumos de energía y potencia efectuados por los clientes finales, durante el mes a facturar, medidos en los puntos de ingreso a los sistemas de distribución, separando la proporción correspondiente a la componente tarifada respecto de la componente licitada.</p> <p>b) El Comité Coordinador determinará el monto total a facturar por concepto de generación-transporte, valorizando los consumos informados por la empresa de distribución a los precios establecidos en el Decreto Tarifario vigente, considerando las indexaciones que correspondan, separando la proporción correspondiente a la componente tarifada respecto de la componente licitada.</p> <p>c) A su vez, el Comité Coordinador calculará el monto a facturar por cada empresa de transmisión, el que corresponderá a una mensualización del costo de transmisión anual determinado en el Informe Técnico, según lo indicado en el artículo 26 del presente reglamento.</p> <p>d) Asimismo, el Comité Coordinador determinará el monto a facturar por cada central y empresa de generación proveniente del plan de expansión,</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>por concepto de costo de operación, correspondiente a un monto equivalente a la suma total de la energía inyectada de sus unidades de generación durante el período de facturación, valorizadas al costo variable medio de dicha empresa generadora. Se entiende por costo variable medio aquel costo variable unitario de generación establecido en el Informe Técnico según lo indicado en el artículo 24 del presente reglamento, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 34 del mismo.</p> <p>e) Para las centrales gatilladas producto de licitaciones de suministro, el monto total a facturar corresponderá a la suma total de la energía inyectada durante el período de facturación, valorizada al precio del correspondiente contrato indexado, según corresponda.</p> <p>f) Si la suma de los montos determinados en los literales c) y d) precedentes supera la componente tarifada del monto total a facturar por concepto de generación-transporte determinado en el literal b), el Comité Coordinador ajustará en igual proporción los montos a facturar por las empresas de generación de manera de eliminar dicha diferencia. De igual forma, si la suma del monto determinados en el literal e) precedente es mayor a la componente licitada del monto total a facturar por concepto de generación-transporte determinado en el literal b), el Comité Coordinador ajustará en igual proporción los montos a facturar por las empresas de generación que tengan centrales gatilladas producto de licitaciones.</p> <p>g) Si la suma de los montos determinados en los literales c) y d) precedentes son menores a la componente tarifada del monto total a facturar por concepto de generación-transporte determinado en el literal b) la diferencia será repartida por el Comité Coordinador entre las empresas de generación del sistema mediano respectivo, para efectos de que éstas facturen a la empresa distribuidora. La repartición de la diferencia señalada deberá efectuarse en proporción del factor de costos de inversión y administración de cada empresa generadora determinado en el Informe Técnico según lo dispuesto en el artículo 25 del presente reglamento. Si la suma del monto determinados en el literal e) precedente es menor a la componente licitada del monto total a facturar por concepto de generación-transporte determinado en el literal b), el Comité Coordinador ajustará en</p>

N°	Materia y norma actual	Descripción de la barrera o problema detectado	Texto propuesto
			<p>igual proporción los montos a facturar por las empresas de generación que tengan centrales gatilladas producto de licitaciones.</p> <p>h) Cuando corresponda realizar reliquidaciones por precios de nudo, el Comité Coordinador deberá recalcular el monto total a facturar por concepto de generación-transporte señalado en el literal b) y, en consecuencia, deberá determinar la nueva repartición de recaudación que le corresponde a cada empresa de generación y transporte, de acuerdo al mecanismo establecido en los literales anteriores y en el artículo 33, si correspondiere. El Comité Coordinador ordenará las transferencias entre las empresas de generación y transporte considerando los montos determinados por la nueva repartición de recaudación y los calculados originalmente. Las transferencias que corresponda efectuar deberán ser reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de menos de 90 días, aplicado en forma compuesta desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha de la reliquidación.</p>

## 14.1 Modificaciones que se sugiere sean de rango legal, pero que podrían incorporarse mediante la vía reglamentaria

Las modificaciones que se señalan en el presente cuadro se estiman necesarias en términos de brindar mayor claridad regulatoria y certeza a todos los operadores e inversionistas de los SSMM. En estricto rigor las modificaciones

sugeridas no constituyen barreras en sí misma porque en la práctica éstas han sido solucionadas o existe una manera de hacerlo sin requerir de una modificación legal, sin embargo, siempre es recomendable zanjar los temas por la vía legal.

*Tabla 13: Propuestas modificaciones legales que podrían hacerse también por reglamento*

N°	Materia	Propuesta
1	Racionamiento Art. 163° LGSE	Se sugiere evaluar la posibilidad de un artículo especial para los SSMM donde se aborde su situación especial.
2	Catastro de proyectos de generación y transmisión  (Actualmente regulado en las bases del estudio)	Se sugiere crear una fórmula que vaya alineada al registro de proyectos
3	Promotores de proyectos  (actualmente en las bases)	Se sugiere crear un registro de proyectos
4	Interconexión, retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones  Art. 28 DS 23/2015	Se sugiere llevar a rango legal la norma del DS 23/2015 e incorporar en esas disposiciones el almacenamiento
5	Autoproducción	Se sugiere llevar a rango legal la definición de autoproducción contenida en el DS 88/2020
6	Sistema de generación-consumo	Se sugiere mantener este concepto en el proyecto de ley actualmente en trámite constitucional

# 15 Conclusiones

De todos los aspectos analizados en el presente estudio es posible señalar que **existen barreras regulatorias** en la legislación vigente para el ingreso de proyectos de hidrógeno verde y de energías renovables a los SSMM que permitan avanzar hacia una matriz más renovable. La **principal barrera** detectada, en consideración al impacto y consecuencias de la misma, es la referida a la **caracterización y definición de SSMM**.

La nueva propuesta de caracterización de los SSMM resuelve varios de los problemas planteados, principalmente, el referido al paso abrupto de un tipo de sistema a otro, la inexistencia de transitoriedad y el permitir que los actores se ajusten de manera clara y ordenada a la nueva regulación, ya que se trata de una propuesta flexible que permite al regulador determinar la calificación de un sistema eléctrico, y en caso de estimar necesario el cambio de calificación, le permite establecer un mecanismo para que el cambio técnico y normativo se realice gradualmente conforme lo determine la Comisión.

La caracterización propuesta establece los sistemas eléctricos que pueden existir: SEN, SSMM, Sistema Aislado para pequeños consumidores o Sistema Aislado para procesos productivos, considerando en las señaladas definiciones la situación de los proyectos de hidrógeno que no se conectan a un SSMM. Así como también, la propuesta resuelve las interrogantes respecto al paso de un SSMM a un sistema de tamaño superior a 200 MW, por cuanto la capacidad instalada de generación deja de ser el único criterio que defina un sistema u otro, y la regulación que le resultaría aplicable, tal como se indica en el número 2 de la Tabla 12.

En la práctica, de acuerdo con la propuesta, solo existiría un SEN donde las funciones de coordinación y operación estarían entregadas al Coordinador Eléctrico Nacional. En los SSMM, las funciones de coordinación y operación estarían entregadas al Comité Coordinador, con las excepciones legales que se consideren a efectos que determinadas tareas pueden ser asumidas

por el Coordinador (programación de la operación, certificación, acceso abierto, u otra que se defina). A su vez, la Comisión podrá realizar licitaciones de suministro en los SSMM que lo requieran, de modo de incentivar la competencia, mientras que el Coordinador deberá asumir la tarea de monitorear la competencia en dichos sistemas.

A su vez, **las propuestas regulatorias** del presente estudio tienen por objetivo mejorar y, particularmente, **flexibilizar la regulación de los SSMM de manera de facilitar la interacción con todo tipo de proyectos renovables y la industria del hidrógeno verde**. Lo anterior incluye aspectos tales como:

- **Mejoras a las definiciones de los sistemas eléctricos en Chile**, no sólo para asegurar que no existan cambios regulatorios abruptos en la regulación asociados a eventuales cambios de capacidad, sino también para dar certezas a los titulares de los proyectos de hidrógeno respecto de la regulación que les resultará aplicable, por ejemplo, si deciden funcionar como un sistema off-grid.
- **Cambios en la planificación de los SSMM**, de forma de habilitar un desarrollo renovable y la utilización de combustibles cero emisiones en generadores existentes.
- **El reconocimiento de las inversiones.**
- La **interconexión entre SSMM e interconexiones internacionales**, que han sido levantadas por otros estudios como relevantes para el desarrollo de la industria del hidrógeno en Magallanes.
- **La incorporación de proyectos piloto** mediante el cual se puedan desarrollar nuevas tecnologías y que puedan financiarse por todos los clientes, en tanto puedan entregar beneficios futuros.
- **La certificación renovable.** Los SSMM, al no ser suministrados por generadores renovables en un gran porcentaje de su demanda, introducen un riesgo a la

producción final de hidrógeno que podría dejar de ser verde.

Todos los cambios referidos a las materias antes mencionadas, aun cuando no causarían que los grandes proyectos de hidrógeno, de miles de megawatts, que se están desarrollando hoy, se conecten a los SSMM (simplemente por una cuestión de escala donde la capacidad instalada del proyecto versus la capacidad del SSMM hace imposible que técnicamente el proyecto se pueda conectar), sí permiten facilitar que los sistemas eléctricos puedan incorporarse a un eventual ecosistema en torno a los usos finales del hidrógeno, como se está comenzando a realizar en otras partes del mundo, tal como se señala en el acápite 17.2.8.2. Esto, además, permite fomentar la demanda local, lo que también ha sido levantado como una barrera para el desarrollo de proyectos de hidrógeno y que puede ser muy útil para comenzar el desarrollo de proyectos de menor escala para luego ir ampliándolos. Con los cambios que se proponen, se espera que la regulación de los sistemas eléctricos medianos no sea una barrera para el desarrollo de futuras iniciativas asociadas a la producción de hidrógeno verde, así como también incentivar la generación por medios renovables no convencionales.

Respecto del análisis, tanto de la literatura comparada como de la nacional, en cuanto a si la integración vertical es una barrera de ingreso para proyectos de hidrógeno verde y energía renovable en general a los SSMM, es posible concluir que no. Tampoco es posible afirmar que con la desintegración se podrían obtener tarifas más beneficiosas para los consumidores finales.

En relación con la experiencia en Chile y las características particulares de sus sistemas, el tema de la integración/desintegración ha sido largamente discutido, no existiendo un consenso al respecto. Es necesario plantearse la necesidad frente a cada situación y analizar cada caso en particular. No es posible aplicar la misma evaluación a todos los SSMM, especialmente en consideración a su tamaño. Particularmente, en lo referido a la desintegración de los SSMM, en opinión del equipo consultor, al día de hoy, **no resultaría conveniente proceder de manera abrupta en tal sentido**. Existen múltiples circunstancias, como se ha señalado a lo largo del informe, tanto técnicas y regulatorias que hacen desaconsejable forzar una desintegración,

particularmente porque no es claro que aquello produzca beneficios producto de las pérdidas de economías de ámbito y de las ausencias de economías de escala. Por otra parte, es difícil revertir decisiones regulatorias de esta naturaleza que implican costos para las empresas las que requieren de un tiempo suficiente para adaptarse. La desintegración acarrea modificar las estructuras societarias y el eventual desprendimiento de activos. Es más, incluso en sistemas grandes como el SEN, la integración está permitida y la única limitación actual (que a juicio del equipo consultor tampoco tiene sentido bajo los mecanismos y resguardos actuales) es la integración entre el sistema de transmisión nacional y la generación.

Sin perjuicio de todo lo señalado, **es posible mejorar la regulación de los SSMM en cuanto a que, sin forzar una desintegración, se pueden habilitar en la regulación espacios de competencia en el segmento de generación**. Para ello se ha propuesto un **mecanismo de licitaciones de energía renovables y almacenamiento** compatible con el mecanismo de planificación y tarificación actual. El mecanismo propuesto introduce competencia bajo un esquema similar al comprador único y tiene las ventajas que se gatillarían contratos de largo plazo, permitiendo **financiar proyectos intensivos en capital** y al mismo tiempo desfosilizar los SSMM al recibir su remuneración en función de la energía inyectada (a diferencia de los contratos en el SEN que son meramente financieros). Todo lo anterior permite que, obviando eventuales restricciones técnicas, si hipotéticamente un proyecto de hidrógeno verde tuviera intenciones de conectarse a un SSMM, se pudieran gatillar este tipo de licitaciones para suministrar el eventual nuevo bloque de energía y potencia requerido. Asimismo, el mismo proyecto de hidrógeno, en la eventualidad de que requiera inyectar energía, podría también participar como oferente en las licitaciones. Cabe señalar que, al día de hoy, no existe tal situación puesto que los grandes proyectos de hidrógeno verde no tienen contemplado conectarse a la red como clientes del mismo.

Finalmente, a todo lo anterior, deben sumarse todas las mejoras procedimentales de planificación y tarificación de los SSMM contenidas en la regulación que actualmente está tramitando el Ministerio de Energía, siendo de especial importancia lo referido a los objetivos de



la planificación de los SSMM y la exclusión expresa de las distribuidoras de los SSMM de la obligación de giro exclusivo establecida en el artículo 8° ter de la LGSE, así como también las mejoras relacionadas con la equidad tarifario incorporando a los SSMM en el PNP.

# 16 Referencias

- Ameyaw, C., & Alfen, H. W. (2017). Identifying risks and mitigation strategies in private sector participation (PSP) in power generation projects in Ghana. *Journal of Facilities Management*, 15(2), 153–169. <https://doi.org/10.1108/JFM-07-2016-0030>
- Armijo, J., & Philibert, C. (2020). Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 1541–1558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028>
- Arocena, P., Saal, D., & Coelli, T. (2009). *Measuring Economies of Horizontal and Vertical Integration in the Us Electric Power Industry: How Costly Is Unbundling ?* (Issue 0121).
- Arocena, P., Saal, D. S., & Coelli, T. (2012). Vertical and horizontal scope economies in the regulated u.s. electric power industry. *Journal of Industrial Economics*, 60(3), 434–467. <https://doi.org/10.1111/j.1467-6451.2012.00486.x>
- Besant-Jones, J. (2006). Reforming power markets in developing countries : what have we learned? *World Bank Energy and Mining Discussion Paper*, 19, 1–176. <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/483161468313819882/reforming-power-markets-in-developing-countries-what-have-we-learned>
- Bilgili, F., Tülüce, N. S. H., & Doğan, I. (2012). The determinants of FDI in Turkey: A Markov Regime-Switching approach. *Economic Modelling*, 29(4), 1161–1169. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2012.04.009>
- Blackman, A., & Wu, X. (1999). Foreign direct investment in China's power sector: Trends, benefits and barriers. *Energy Policy*, 27(12), 695–711. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(99\)00063-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(99)00063-4)
- Brickley, J., Smith, C., & Zimmerman, J. (2004). *Managerial Economies and Organizational Architectura*.
- Canarias, G. de. (2022). *Anuario Energético de Canarias*.
- Chirambo, D. (2016). Addressing the renewable energy financing gap in Africa to promote universal energy access: Integrated renewable energy financing in Malawi. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 793–803. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.046>
- Clean Hydrogen Partnership. (2022). *Green Hysland*. <https://greenhysland.eu/>
- Contractor, F. J., Nuruzzaman, N., Dangol, R., & Raghunath, S. (2021). How FDI Inflows to Emerging Markets Are Influenced by Country Regulatory Factors: An Exploratory Study. *Journal of International Management*, 27(1), 100834. <https://doi.org/10.1016/j.intman.2021.100834>
- DICTUC. (2021). *Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes Informe Final*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseño-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>
- Dolci, F., Thomas, D., Hilliard, S., Guerra, C. F., Hancke, R., Ito, H., Jegoux, M., Kreeft, G., Leaver, J., Newborough, M., Proost, J.,

- Robinius, M., Weidner, E., Mansilla, C., & Lucchese, P. (2019). Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. *International Journal of Hydrogen Energy*, *44*(23), 11394–11401. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.03.045>
- Domah, P. (2002). Technical Efficiency in Electricity Generation – The Impact of Smallness and Isolation of Island Economies. *DAE Working Paper WP 0232*.
- DTU. (2022). *Bornholm to become international hub for green technologies*. <https://www.dtu.dk/english/news/all-news/bornholm-bliver-international-innovationshub-for-groenne-teknologier?id=777ae0a8-91b9-4e80-968f-24b4a4abe34a>
- Echandi, R. (2015). Chapter 4. Connecting the dots between International Trade & Investment Regulation, Investment Climate Reform & Development. *Current Issues in Asia Pacific Foreign Direct Investment*, 2016(August 2015).
- Echandi, R., Krajcovocova, J., & Qiang, C. Z. (2015). The Impact of Investment Policy in a Changing Global Economy A Review of the Literature. *Policy Research Working Paper 7437*, 1(October), 1–38. <http://documents1.worldbank.org/>
- Edsand, H. E. (2017). Identifying barriers to wind energy diffusion in Colombia: A function analysis of the technological innovation system and the wider context. *Technology in Society*, *49*, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2017.01.002>
- EIB. (2016). *Breaking Down Investment Barriers at Ground Level: Case studies and other evidence related to investment barriers under the third pillar of the Investment Plan for Europe*. 48.
- Eichman, J., Harrison, K., & Peters, M. (2014). Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen Novel Electrolyzer Applications : Providing More Than Just Hydrogen. *NREL Report*, September, 1–24.
- [www.nrel.gov/publications.%0Ahttp://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf](http://www.nrel.gov/publications.%0Ahttp://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61758.pdf)
- Eleftheriadis, I. M., & Anagnostopoulou, E. G. (2015). Identifying barriers in the diffusion of renewable energy sources. *Energy Policy*, *80*, 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.039>
- Eni, F., & Mattei, E. (2020). *3. Barriers to the implementation of a clean hydrogen economy*. 7–15.
- ENTSO-E. (2020). Mid-term Adequacy Forecast Appendix 2 Methodology 2020 Edition. *ENTSOE-E Technical Report*, 26. [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF\\_2020\\_Appendix\\_2\\_Methodology.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2020/MAF_2020_Appendix_2_Methodology.pdf)
- Erdinc, O., Paterakis, N. G., & Catalão, J. P. S. (2015). *Reseñas sobre energías renovables y sostenibles creciente penetración de las fuentes de energía renovables : Oportunidades y retos*. 52, 333–346.
- European Investment Bank. (2022). *Unlocking the hydrogen economy — stimulating investment across the hydrogen value chain*. [www.eib.org/sign-up](http://www.eib.org/sign-up)
- Faijer, M. J., & Arends, E. (n.d.). *Baseline Study Wind Energy Bangladesh*.
- Fatima, N., Li, Y., Ahmad, M., Jabeen, G., & Li, X. (2021). Factors influencing renewable energy generation development: a way to environmental sustainability. *Environmental Science and Pollution Research*, *28*(37), 51714–51732. <https://doi.org/10.1007/s11356-021-14256-z>
- Fetz, A., & Filippini, M. (2010). Economies of vertical integration in the Swiss electricity sector. *Energy Economics*, *32*(6), 1325–1330. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.06.011>
- FitzGerald, J. (2004). Generation Adequacy in an Island Electricity System. *Economic and Social Research Institute Working Paper*, 161, 1–27.
- Flórez Acosta, J. H., Orozco, D. T., & Castillo

- Quintero, G. A. (2009). *¿Ha sido efectiva la promoción de soluciones energéticas en las zonas no interconectadas (zni) en Colombia?: un análisis de la estructura institucional\**.
- Fraquelli, G., Piacenza, M., & Vannoni, D. (2005). Cost savings from generation and distribution with an application to Italian electric utilities. *Journal of Regulatory Economics*, 28(3), 289–308. <https://doi.org/10.1007/s11149-005-3959-x>
- Friebe, C. A., Von Flotow, P., & Täube, F. A. (2014). Exploring technology diffusion in emerging markets - the role of public policy for wind energy. *Energy Policy*, 70, 217–226. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.016>
- Galetovic, A. (2003). "Integración Vertical en el Sector Eléctrico." *Estudios Públicos*, No. 91(invierno 2003), 199–232.
- Gatzert, N., & Kosub, T. (2017). Determinants of policy risks of renewable energy investments. *International Journal of Energy Sector Management*, 11(1), 28–45. <https://doi.org/10.1108/IJESM-11-2015-0001>
- González-Montoya, D., Ramos-Paja, C. A., Potosí-Guerrero, B. A., Henao-Bravo, E. E., & Saavedra-Montes, A. J. (2018). Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia. *Tecnológicas*, 21(43), 71–89. <https://doi.org/10.22430/22565337.1057>
- Gugler, K., Liebensteiner, M., & Schmitt, S. (2017). Vertical disintegration in the European electricity sector: Empirical evidence on lost synergies. *International Journal of Industrial Organization*, 52, 450–478. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2017.04.002>
- Gugler, K., Rammerstorfer, M., & Schmitt, S. (2013). Ownership unbundling and investment in electricity markets - A cross country study. *Energy Economics*, 40, 702–713. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.002>
- Houston, G., & Graham, T. (2012). An Economic Framework for Estimating Long Run Marginal Costs in the Victorian Water Industry. *Nera Economic Consulting*, January. [www.nera.com](http://www.nera.com)
- Hunt, S. (2002). Making competition work in electricity. In *Wiley Finance*. <https://doi.org/10.1007/s00347-007-1607-9>
- IEA. (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities. *IEA Publications*, June, 203. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IEA. (2021). Global Hydrogen Review 2021. In *Global Hydrogen Review 2021*. <https://doi.org/10.1787/39351842-en>
- IPSE. (2018). *Estrategia De Rendición De Cuentas 2017*.
- IPSE. (2022). *INFORME DE RENDICIÓN DE CUENTAS IPSE PRIMER TRIMESTRE 2022*.
- IRENA. (2018). Power system flexibility for the energy transition. In *Irena* (Issue December). [www.irena.org](http://www.irena.org)
- IRENA. (2019a). Hydrogen: a Renewable Energy Perspective. In *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi* (Issue September). <https://irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective>
- IRENA. (2019b). Transforming small-island power systems. *International Renewable Energy Agency*, 23. [/publications/2019/Jan/Transforming-small-island-power-systems](https://publications/2019/Jan/Transforming-small-island-power-systems)
- IRENA. (2020a). Green hydrogen: A guide to Policy making. In *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*.
- IRENA. (2020b). Green Hydrogen Cost Reduction. In *publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction*. [/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction%0Ahttps://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- IRENA Coalition for Action (2022). (2022). Decarbonising End-Use Sectors: Green Hydrogen Certification. *International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi*.

- <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/The-Green-Hydrogen-Certification-Brief>
- Jara-Díaz, S., Ramos-Real, F. J., & Martínez-Budría, E. (2004). Economies of integration in the Spanish electricity industry using a multistage cost function. *Energy Economics*, 26(6), 995–1013. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2004.05.001>
- Jeslin Drusila Nesamalar, J., Venkatesh, P., & Charles Raja, S. (2017). The drive of renewable energy in Tamilnadu: Status, barriers and future prospect. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73(November 2016), 115–124. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.123>
- Karatayev, M., Hall, S., Kalyuzhnova, Y., & Clarke, M. L. (2016). Renewable energy technology uptake in Kazakhstan: Policy drivers and barriers in a transitional economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 120–136. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.057>
- Kerdphol, T., Rahman, F. S., Watanabe, M., Mitani, Y., Turschner, D., & Beck, H. P. (2019). Enhanced Virtual Inertia Control Based on Derivative Technique to Emulate Simultaneous Inertia and Damping Properties for Microgrid Frequency Regulation. *IEEE Access*, 7(August), 14422–14433. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2892747>
- Khare, V., Nema, S., & Baredar, P. (2013). Status of solar wind renewable energy in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.06.018>
- Komendantova, N., Ilmola, L., & Stepanova, A. (2016). Foreign Direct Investment in Russia: Stakeholders' Views and Perceptions. *Journal of Economics and Behavioral Studies*, 8(5), 184–193.
- Komendantova, N., Patt, A., Barras, L., & Battaglini, A. (2012). Perception of risks in renewable energy projects: The case of concentrated solar power in North Africa. *Energy Policy*, 40(1), 103–109. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.12.008>
- Komendantova, N., Patt, A., & Williges, K. (2011). Solar power investment in North Africa: Reducing perceived risks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4829–4835. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.068>
- Kozloff, K. (1998). *Electricity sector reform in developing countries: implications for renewable energy*.
- Lamech, R., & Saeed, K. (2003). What international investors look for when investing in developing countries. *Energy and Mining Sector Board ...*, 17. <http://globalregulatorynetwork.org/Resources/InvestorsPaperNo6.pdf>
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. (2022). *Development pathways for "hydrogen Hubs" in Chile*.
- Mahbub, T., Ahammad, M. F., Tarba, S. Y., & Mallick, S. M. Y. (2022). Factors encouraging foreign direct investment (FDI) in the wind and solar energy sector in an emerging country. *Energy Strategy Reviews*, 41(May), 100865. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100865>
- Mahbub, T., & Jongwanich, J. (2019). Determinants of foreign direct investment (FDI) in the power sector: A case study of Bangladesh. *Energy Strategy Reviews*, 24(March), 178–192. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.03.001>
- Masud, M. H., Nuruzzaman, M., Ahamed, R., Ananno, A. A., & Tomal, A. N. M. A. (2020). Renewable energy in Bangladesh: current situation and future prospect. *International Journal of Sustainable Energy*, 39(2), 132–175. <https://doi.org/10.1080/14786451.2019.1659270>
- Max Correa A. Carlos Barría Q. Benjamín Maluenda P. (2020). Estrategia nacional de hidrógeno verde. *Gobierno de Chile*, 33.
- Meyer, R. (2012). Economies of scope in electricity supply and the costs of vertical separation for different unbundling scenarios. *Journal of Regulatory Economics*,

- 42(1), 95–114.  
<https://doi.org/10.1007/s11149-011-9166-z>
- Michaels, R. J. (2005). *Rethinking vertical integration in electricity* (Issue June).
- Miller, R. (1993). *Determinants of US Manufacturing Investment Abroad*. Finance & Development.
- Ming, Z., Ximei, L., Yulong, L., & Lilin, P. (2014). Review of renewable energy investment and financing in China: Status, mode, issues and countermeasures. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 23–37.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.026>
- MoEFCC. (2018). *Roadmap and Action Plan for Implementing Bangladesh NDC: Transport, Power and Industry Sectors*.
- Mohanpurkar, M., Luo, Y., Terlip, D., Dias, F., Harrison, K., Eichman, J., Hovsopian, R., & Kurtz, J. (2017). Electrolyzers enhancing flexibility in electric grids. *Energies*, 10(11), 1DUMMU.  
<https://doi.org/10.3390/en10111836>
- Nepal, R., & Menezes, F. (2016). *Small Energy Markets, Scattered Networks and Regulatory Reforms: The Australian Experience*.
- Newbery, D. M. (1998). Competition, Contracts, and Entry in the Electricity Spot Market. *The RAND Journal of Economics*, 29(4), 726.  
<https://doi.org/10.2307/2556091>
- Newbery, D. M. (2004). Regulation and competition policy: Longer-term boundaries. *Utilities Policy*, 12(2), 93–95.  
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2004.02.005>
- NREL. (2020). *Annual Technology Baseline*.  
<https://atb.nrel.gov/transportation/2020/comparison>
- Nunn, O. (2015). *Estimation of Long Run Marginal Cost and Other Concepts Related to the Distribution Pricing Principles Report Authors*. November.
- Painuly, J. P. (2001). Barriers to renewable energy penetration: A framework for analysis. *Renewable Energy*, 24(1), 73–89.  
[https://doi.org/10.1016/S0960-1481\(00\)00186-5](https://doi.org/10.1016/S0960-1481(00)00186-5)
- Paredes, R. (1997). Integración vertical: teoría e implicancias de política pública. *Estudios Públicos*, 66(otoño 1997), 189–214.
- Perez, Y., & Ramos-real, F. J. (2007). Desintegración vertical y regulación del subsistema eléctrico canario. *Revista de Estudios Regionales*, 80, PP. 171-192.
- Perez, Y., & Ramos Real, F. J. (2008). How to make a European integrated market in small and isolated electricity systems? The case of the Canary Islands. *Energy Policy*, 36(11), 4159–4167.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.019>
- Psarros, G. N., Papakonstantinou, A. G., Papatthanassiou, S. A., Anagnostopoulos, J. S., & Boulaxis, N. G. (2020). Contribution of energy storage to capacity adequacy – application to island power systems. *CIGRE Science and Engineering*, 19(October), 62–69.
- Quiggin, J. (2015). *Market-oriented reform in the Australian electricity industry*.
- Ramos-Real, F. J. (2005). Cost functions and the electric utility industry. A contribution to the debate on deregulation. *Energy Policy*, 33(1), 69–87. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00200-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00200-3)
- Rector, J. (2005). The IPP Investment Experience in Malaysia. *Draft Prepared Specifically for Distribution at a PESD Seminar: "The Experience of Independent Power Producers in Developing Countries" Stanford University, June 2-3, 2005, June, 28*.
- Robinius, M., Otto, A., Heuser, P., Welder, L., Syranidis, K., Ryberg, D. S., Grube, T., Markewitz, P., Peters, R., & Stolten, D. (2017). Linking the power and transport sectors - Part 1: The principle of sector coupling. *Energies*, 10(7).  
<https://doi.org/10.3390/en10070956>
- Rodríguez Zabala, A., López-García, D., Carvajal-Quintero, S. X., & Arango Manrique, A. (2021). A Comprehensive Review of Sustainability in Isolated Colombian Microgrids. *Tecnura*, 25(70), 126–145.  
<https://doi.org/10.14483/22487638.18619>
- RWE. (2020). *Infographic Aquaventus*.

- <https://www.rwe.com/-/media/RWE/documents/03-unser-portfolio-und-loesungen/wasserstoff/infographic-aquaventus.pdf>
- Sadik-Zada, E. R. (2021). Political economy of green hydrogen rollout: A global perspective. *Sustainability (Switzerland)*, 13(23). <https://doi.org/10.3390/su132313464>
- Samani, A. E., D'Amicis, A., de Koning, J. D. M., Bozalakov, D., Silva, P., & Vandeveld, L. (2020). Grid balancing with a large-scale electrolyser providing primary reserve. *IET Renewable Power Generation*, 14(16), 3070–3078. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2020.0453>
- Sen, S., & Ganguly, S. (2017). Opportunities, barriers and issues with renewable energy development – A discussion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(May), 1170–1181. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.137>
- Sharma, A. K., & Vohra, E. (2008). Foreign Direct Investment in the Electricity Sector: The Indian Perspective. *Electricity Journal*, 21(7), 63–79. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2008.08.007>
- Sharma, D. (2003). The multidimensionality of electricity reform-an Australian perspective. *Energy Policy*, 31(11), 1093–1102. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00217-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00217-3)
- Simshauser, P., & Nelson, T. (2013). The outlook for residential electricity prices in australia's national electricity market in 2020. *Electricity Journal*, 26(4), 66–83. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.04.008>
- Sindhu, S., Nehra, V., & Luthra, S. (2016). Identification and analysis of barriers in implementation of solar energy in Indian rural sector using integrated ISM and fuzzy MICMAC approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 70–88. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.033>
- Soto Alegre, O. E. (2020). *Análisis Conceptual, Constructivo Y Experimental De Un Electrolizador Con Diferentes Electroodos, Para La Obtencion De Hidrógeno Desde Agua Pura Y Salada*. 60. <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/176192/Análisis-conceptual-constructivo-y-experimental-de-un-electrolizador-con-diferentes-electroodos.pdf?sequence=1>
- Ssengonzi, J., Johnson, J. X., & DeCarolis, J. F. (2022). An efficient method to estimate renewable energy capacity credit at increasing regional grid penetration levels. *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2(August), 100033. <https://doi.org/10.1016/j.rset.2022.100033>
- Stamatakis, E., Perwög, E., Garyfallos, E., Millán, M. S., Zoulias, E., & Chalkiadakis, N. (2022). Hydrogen in Grid Balancing: The European Market Potential for Pressurized Alkaline Electrolyzers. *Energies*, 15(2), 1–50. <https://doi.org/10.3390/en15020637>
- Suberu, M. Y., Mustafa, M. W., Bashir, N., Muhamad, N. A., & Mokhtar, A. S. (2013). Power sector renewable energy integration for expanding access to electricity in sub-Saharan Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 630–642. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.04.033>
- Systep. (2022). *Informe Técnico de Estudio de Planificación y Tarifación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/2022.06.30-Informe-Final-SSMM-Magallanes-Rev2-V PUB.pdf>
- Tooth, R. (2014). *Measuring long run marginal cost for pricing*.
- Ucte. (2009). *System adequacy methodology*. [http://www.ucte.org/\\_library/systemadequacy/saf/UCTE\\_System\\_Adequacy\\_Methodology.pdf](http://www.ucte.org/_library/systemadequacy/saf/UCTE_System_Adequacy_Methodology.pdf)
- UPME. (2015). Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia. In *Unidad de Planeación Minero Energética*. [http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergética/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLE](http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergética/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLE)

S\_WEB.pdf

- Virji, M., Randolph, G., Ewan, M., & Rocheleau, R. (2020). Analyses of hydrogen energy system as a grid management tool for the Hawaiian Isles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(15), 8052–8066. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.070>
- Wall, R., Grafakos, S., Gianoli, A., & Stavropoulos, S. (2019). Which policy instruments attract foreign direct investments in renewable energy? *Climate Policy*, 19(1), 59–72. <https://doi.org/10.1080/14693062.2018.1467826>
- Williamson, O. E. (1971). The Vertical Integration of Production: Market Failure Considerations. *American Economic Review*, 61(2), 112–123.
- World Bank. (2010). *Report on Barriers For Solar Power Development in India*. 8–23. [http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/The World Bank\\_Barriers for Solar Power Development in India Report\\_FINAL.pdf](http://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/The%20World%20Bank_Barriers%20for%20Solar%20Power%20Development%20in%20India%20Report_FINAL.pdf)
- World Bank Group. (2020). «*Doing Business 2020*». <https://doi.org/10.7256/1812-8688.2014.6.12196>
- Zeng, S., Liu, Y., Liu, C., & Nan, X. (2017). A review of renewable energy investment in the BRICS countries: History, models, problems and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74(November 2016), 860–872. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.016>
- Zhang, X., Shen, L., & Chan, S. Y. (2012). The diffusion of solar energy use in HK: What are the barriers? *Energy Policy*, 41, 241–249. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.043>
- Zhao, G., & Ravn Nielsen, E. (2017). *BIG HIT: Building Innovative Green Hydrogen Systems in an Isolated Territory: a Pilot for Europe Business Model and Replication Study of BIG HIT Work package leader*. 1–37.
- Zhao, Z. Y., Chang, R. D., & Chen, Y. L. (2016). What hinder the further development of wind power in China?-A socio-technical barrier study. *Energy Policy*, 88, 465–476. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.004>



# 17 ANEXOS

## 17.1 Anexo 1: Descripción de los proyectos de hidrógeno

El hidrógeno se puede producir con múltiples fuentes de energía, las que junto con el proceso de producción determinan la categoría del

hidrógeno, como se muestra en la Figura 24: Tipos de formas de producción hidrógeno (IRENA, 2020<sup>9</sup>)

Color	Hidrógeno Gris	Hidrógeno Azul	Hidrógeno Turquesa	Hidrógeno Verde
Proceso	SMR o Gasificación	SMR o Gasificación con captura de carbón (85-95%)	Pirólisis	Electrólisis
Fuente	Metano o Carbón	Metano o Carbón	Metano	Electricidad Renovable
Nota: SMR = Steam Methane Reformer (Reformador de Metano a Vapor). * Hidrógeno Turquesa es una opción emergente de descarbonización.				

Figura 24: Tipos de formas de producción hidrógeno (IRENA, 2020<sup>9</sup>)

El hidrógeno verde permite vincular la electricidad renovable con una variedad de aplicaciones de uso final. Esto, ya que el hidrógeno también se puede convertir en otros vectores de energía<sup>34</sup>, como amoníaco, metanol, metano e hidrocarburos líquidos. Como combustible, el hidrógeno puede usarse en celdas de combustible, pero también puede quemarse en

motores. Por ello, el hidrógeno puede utilizarse en aplicaciones fijas de gran escala (industrias o plantas de generación) o para una amplia gama de aplicaciones de transporte, como vehículos eléctricos de celda de combustible. La siguiente figura resume los diferentes usos del hidrógeno verde.

<sup>34</sup> Sustancias o dispositivos que almacenan energía, de tal manera que ésta pueda liberarse posteriormente de forma controlada.



Figura 25: Potencial de descarbonización del hidrógeno verde según Estrategia Nacional de Hidrógeno

Al día de hoy, el principal uso del hidrógeno es en refinería donde su utilización alcanza a 40 Mt/año. La refinería utiliza el hidrógeno para remover impurezas de los metales. El segundo mayor uso es para la producción de amoníaco, alcanzando a 34 Mt/año. En tercer lugar, se encuentra el metanol con 15 Mt/año. En cuarto lugar se encuentra la industria del acero que utiliza 5 Mt/año (IEA, 2021).

El hidrógeno verde ya está cerca de ser competitivo hoy en regiones donde se alinean todas las condiciones favorables, pero generalmente están lejos de los centros de demanda. Por ejemplo, en la Patagonia, la energía eólica podría tener un factor de capacidad de casi el 50%, con un costo de electricidad de USD 25-

30/MWh. Esto sería suficiente para lograr un costo de producción de hidrógeno verde de alrededor de USD 2,5/kg, que está cerca del rango de costo del hidrógeno azul (IRENA, 2020b).

El costo de producción del hidrógeno verde está definido por el costo de producción de la electricidad, el costo de la inversión de los electrolizadores, los costos fijos de explotación y el número de horas de funcionamiento de las instalaciones electrolizadoras. El peso relativo de cada uno de los componentes anteriores dependerá de los costos locales de electricidad y de inversión. Sin embargo, la siguiente figura permite hacerse una idea de la interacción de estas variables y cómo determinan el costo de producción final del hidrógeno.

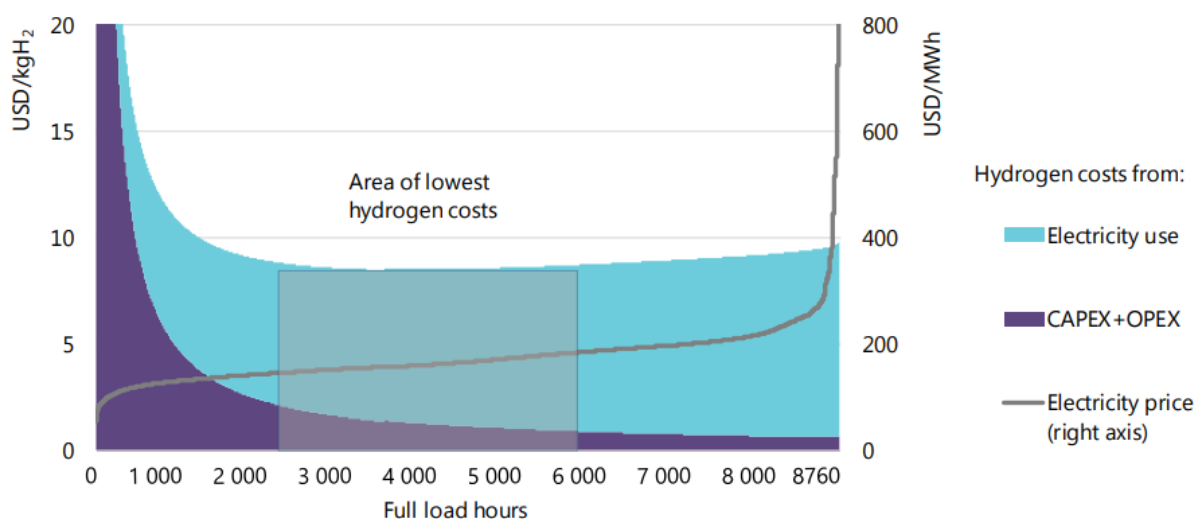


Figura 26: Costo de producción de hidrógeno utilizando electrólisis para diferentes número de horas de funcionamiento y precios de electricidad (IEA, 2019).

Respecto del funcionamiento de los electrolizadores, las tecnologías principales de

estos equipos son las siguientes (Soto Alegre, 2020):

Tabla 14: Tipos de electrolizadores

Nombre	Descripción	Desventajas	Grado de madurez
Electrólisis alcalina convencional	Es la tecnología convencional de los electrolizadores, la más madura y extendida a nivel comercial. Los electrodos, separados por un diafragma, se encuentran inmersos en un líquido electrolito alcalino.  Se produce hidrógeno gaseoso en la superficie del cátodo, mientras que en el ánodo se acumulan los iones que se recombinan para producir oxígeno.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajas densidades de corriente debido a altas pérdidas óhmicas a través del electrolito líquido y el diafragma.</li> <li>Grado de pureza de los gases producidos. El diafragma no impide completamente el cruce de gases producidos (La pureza del hidrógeno alcanza cerca del 99%).</li> <li>Baja presión de operación debido al electrolito líquido, que lo hace voluminoso para una configuración en serie (arreglo del estilo pila).</li> <li>Utilización de químicos en el electrolito NaOH (Hidróxido de Sodio) y KOH (Hidróxido de Potasio), que hacen la operación más complicada que en el caso de solo utilizar agua.</li> </ul>	Alta

Nombre	Descripción	Desventajas	Grado de madurez
Electrólisis de membrana polimérica protónica (PEM)	Esta tecnología no es la convencional, pero ya se comercializa, aunque a menor escala que los electrolizadores alcalinos. El electrolito es una membrana polimérica delgada que no permite que se mezclen los gases, produciendo hidrógeno de alta pureza.  Los electrodos están basados en metales nobles, lo que hace que su precio sea elevado. Es de rápida respuesta, por lo que permite ser utilizado para acumular excesos de energía renovable.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo de los componentes. La membrana Nafion es producida en USA y los electrodos son recubiertos por elementos químicos nobles como el platino e iridio.</li> <li>Baja durabilidad de los materiales si el ensamblado de la celda se efectúa de manera desprolija (torque excesivo, electrodos en contacto con membrana con bordes filosos)</li> </ul>	Media (ya se encuentra en comercialización, pero sigue en desarrollo)
Electrólisis de estado sólido	Permite electrólisis del vapor a altas temperaturas, lo que resulta en mayores eficiencias comparadas con las otras tecnologías. Se encuentra en etapa de desarrollo.	Se debe estudiar mejor a nivel comercial, sin embargo, el hecho de que deba efectuarse a altas temperaturas implica la menor duración de los materiales.	Baja (en etapa de desarrollo)

## 17.2 Anexo 2: Levantamiento internacional de barreras de inversión para el desarrollo de proyectos

La economía de un país crece cuando produce nuevos y mejores servicios y retiene parte del valor agregado de la inversión extranjera, tales como la promoción del empleo local y el consiguiente crecimiento económico, la transferencia de tecnología, el fortalecimiento de las habilidades de gestión y organización, el aumento del acceso a los mercados extranjeros y la diversificación de las exportaciones (Echandi et al., 2015). Es por ello, que es conveniente entender el ciclo de las inversiones en grandes proyectos y los principales factores que las determinan.

El levantamiento realizado en esta sección va de lo más general a los más particular, partiendo desde los factores a nivel macro que afectan las inversiones en un país hasta los factores y barreras propias de la tecnología y el desarrollo de la industria del hidrógeno verde, tal como se aprecia en la Figura 27.

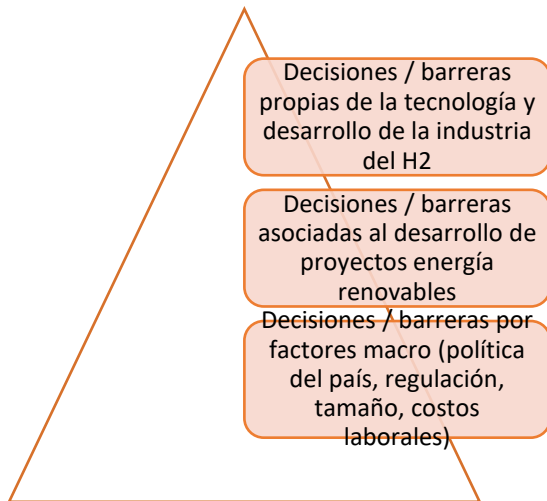


Figura 27: Revisión realizada de lo general a particular

## 17.2.1 El ciclo de inversión extranjera

El equipo de política y promoción de inversiones del Banco Mundial (GBM) (Echandi, 2015) ha desarrollado un marco para entender el ciclo y las

etapas de la promoción de la inversión extranjera que lo dividen, el que se presenta en la siguiente figura.



Figura 28: Ciclo de inversión extranjera

Cada una de estas etapas se describe brevemente en la siguiente tabla.

Tabla 15: Etapas en el ciclo de inversión extranjera

Concepto	Descripción
Visión y estrategia	Donde una nación establece una posición sobre la inversión extranjera y cómo ve el papel que puede desempeñar en su estrategia general de desarrollo. Esta posición informa los tipos de inversión que el Estado permitirá o no, en qué condiciones y con qué fines.
Atracción de la inversión	Punto en el que un inversionista extranjero comienza a considerar una jurisdicción como un lugar potencial de inversión. Todos los países del mundo compiten para atraer inversores extranjeros a través de la promoción y los incentivos. De particular importancia son los tipos de incentivos a la inversión que se establecen cuando un nuevo tipo de industria se quiere establecer. Algunos de los incentivos fiscales que se aplican normalmente son beneficios a los impuestos por ingresos (tasas más bajas, exenciones, depreciación acelerada, entre otros), beneficios en el IVA o respecto de los derechos de aduana. A su vez, respecto de los <b>incentivos financieros suelen existir subvenciones directas, provisión de terrenos bajo el valor de mercado y también préstamos blandos</b> <sup>35</sup> .
Establecimiento de la inversión	<p>Requisitos a cumplir por parte del inversionista en aspectos legales o de procedimiento para ingresar al país, crear una entidad legal, asegurar locales u otros activos, contratar o transferir personal, traer capital y otros fondos, y acceder a servicios empresariales, como cuentas bancarias.</p> <p>El establecimiento de inversión considera todas las “barreras de entrada” que enfrenta un inversionista extranjero en la etapa de entrada. Las barreras a la entrada de inversiones pueden incluir <b>barreras legales</b> basadas en reglas y <b>barreras fácticas</b> que surgen en la aplicación práctica.</p>
Retención de la inversión	Una preocupación clave para los inversionistas extranjeros en cualquier país es la medida en que están expuestos al <b>riesgo político</b> : la probabilidad de interrupción de las operaciones comerciales por fuerzas o eventos políticos como la incertidumbre, la inestabilidad o la expropiación. Se destaca que el riesgo político se ha convertido en una limitación importante para la inversión extranjera en los países en desarrollo.
Vínculos y efectos secundarios	<p>Esta etapa del ciclo de vida de la inversión se centra en la forma en que una inversión extranjera madura puede contribuir de manera más amplia a la economía nacional, a través de la transferencia de tecnología, el empleo y la transferencia de habilidades y efectos indirectos, vínculos con proveedores locales y cadenas de valor mundiales y, en términos más generales, diversificando y mejorando la economía local.</p> <p>La evidencia de los efectos indirectos positivos relacionados con la innovación de la inversión extranjera varía significativamente según el país, el sector y la empresa. Esencialmente, la tecnología y los conocimientos pueden ser difundidos por inversionistas extranjeros a través de varios mecanismos.</p>

<sup>35</sup> Tipo de crédito con condiciones favorables para el deudor

## 17.2.2 Los componentes principales que afectan las decisiones de inversión en términos generales

Las regulaciones e instituciones a nivel nacional influyen en la elección que hacen las corporaciones multinacionales o los fondos de inversión para elegir entre países como destinos de inversión, por lo que es importante revisar cuáles han sido los factores y regulaciones que permiten atraer inversión extranjera a un país. Lo anterior es especialmente relevante para Chile, que está en un periodo de definiciones políticas y regulatorias.

Decidir cuándo y cuánto invertir requiere sopesar los costos, generalmente concentrados al principio, frente a los potenciales beneficios, generalmente repartidos en el tiempo. Los costos y beneficios de invertir pueden verse afectados por eventos futuros inciertos. Es necesario tener en cuenta el riesgo y la incertidumbre, especialmente en el caso de gastos de inversión de capital fijo irreversible. Los mercados competitivos crean incentivos para que las empresas inviertan: ingresen a nuevos mercados,

innoven y mejoren la productividad (EIB, 2016). Existen diversos factores que afectan el nivel de inversión, tales como la regulación sectorial específica, el tamaño y estructura del mercado (grado de competencia y demanda potencial), acceso al financiamiento, seguros y la condición macroeconómica del país.

En la literatura se ha analizado (Contractor et al., 2021) qué cambios de políticas generales tienen el efecto más fuerte sobre la entrada de inversión extranjera. De esta manera, los autores desglosan el clima regulatorio de un país en ocho subindicadores principales utilizando un marco desarrollado por el Banco Mundial. Para ello utilizan el índice 'Facilidad para hacer negocios' del Banco Mundial (World Bank Group, 2020) que cubre las principales áreas regulatorias. El estudio utiliza ocho subcomponentes principales como variables explicativas, las que son presentadas en la siguiente tabla.

Tabla 16: Componentes principales que explican la inversión extranjera

Concepto	Descripción
<b>Iniciar un negocio</b>	Trámites, tiempo, costo y capital mínimo pagado para constituir una sociedad de responsabilidad limitada
<b>Registrar propiedad</b>	Trámites, tiempo y costo para transferir una propiedad y la calidad del sistema de administración de tierras
<b>Financiamiento</b>	Leyes de garantías y sistemas de información crediticia
<b>Proteger inversionistas minoritarios</b>	Derechos de los accionistas minoritarios en operaciones vinculadas y en el gobierno corporativo
<b>Pagar impuestos</b>	Pagos, tiempo y tasa impositiva total para que una empresa cumpla con todas las regulaciones fiscales
<b>Facilitar el comercio internacional a través de fronteras</b>	Tiempo y costo de exportar el producto y ventaja comparativa respecto de las importaciones
<b>Cumplir contratos</b>	Tiempo y costo para resolver una disputa comercial y la calidad de los procesos judiciales

Concepto	Descripción
<b>Resolver la insolvencia</b>	Tiempo, costo, resultado y tasa de recuperación de una insolvencia comercial y la solidez del marco legal

Según la escala del Banco Mundial, un máximo de 100 representa una 'frontera' (ideal teórica) que representa la mejor práctica institucional teórica, mientras que 0 representa la peor práctica institucional. Las puntuaciones reales de cada país se encuentran entre estos dos extremos.<sup>36 37</sup>

Los resultados del estudio (Contractor et al., 2021) muestran que de las ocho variables regulatorias e institucionales, se destacan tres. Los países que tienen mejores regulaciones y un clima institucional en los siguientes aspectos han recibido mayores entradas de inversión extranjera por cada punto de PIB.

- (i) **Iniciar negocio:** El inicio de un nuevo negocio en una nación emergente es una barrera de entrada, o costo de transacción, tanto para las grandes como para las pequeñas multinacionales. El número de trámites, el tiempo y el costo de entrada son factores inhibidores. Los requisitos burocráticos y las demoras a menudo han frustrado a los posibles inversores. Como resultado, en los últimos años, varios países emergentes han designado sectores donde se otorga "aprobación automática" para algunas inversiones.
- (ii) **Protección de los inversionistas minoritarios:** de especial interés para los inversionistas extranjeros es la protección de los minoritarios, lo que se puede explicar por la mayor incidencia de "*joint ventures*" en los mercados emergentes y eventuales mandatos gubernamentales aún

vigentes que restringen los porcentajes de propiedad extranjera en algunos países que favorecen a los socios locales. Parece ser que una mayor protección de los inversionistas minoritarios es una señal de una gobernanza institucional y financiera efectiva, y de apoyo a los inversionistas extranjeros, en general. Es decir, es probable que un gobierno que ha promulgado regulaciones para monitorear los intereses de los inversionistas minoritarios también sea un gobierno que promueva iguales reglas y condiciones para todos los inversionistas.

- (iii) **Facilitar el comercio a través de sus fronteras:** medida por la capacidad y la congestión en los puertos, el tiempo o las demoras en el movimiento de carga a través de los puertos, la cantidad de formularios y trámites requeridos a cumplir, así como la calidad de la infraestructura de transporte interno entre los centros de producción y los puertos. Hay cada vez menos empresas multinacionales que se abastecen 100% de forma local y limitan las ventas solo a la nación anfitriona. La mayoría son parte de una cadena de suministro y dependen de componentes y materiales importados, y/o exportan parte de la producción de la afiliada a mercados extranjeros.

<sup>36</sup> Es importante señalar que el modelo econométrico utilizado en el estudio señalado utiliza variables de control que incluyen el crecimiento del producto interno bruto, el PIB per cápita, la formación bruta de capital, la relación entre el crédito privado y el PIB, la tasa de interés real y el tipo de cambio. Además de los factores económicos señalados, también incluyen un índice de desarrollo humano (IDH) que cuantifica el nivel de salud y educación. Los datos provienen del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Por último,

también controlan los efectos del tiempo al incluir variables *dummy* anuales en el modelo para controlar shocks no observados (como las crisis financieras) que podrían ocurrir dentro del periodo de estudio.

<sup>37</sup> En el caso de Chile la última puntuación es de 72.6, encontrándose 59 en el ranking mundial. Mayor información puede ser encontrada en el siguiente link <https://archive.doingbusiness.org/en/data/exploreconomies/chile><https://archive.doingbusiness.org/en/data/exploreconomies/chile>



## 17.2.3 Los factores de decisión de inversión en centrales renovables

A continuación se presenta una exhaustiva **revisión de los factores determinantes en la inversión de parque eólicos y solares en países emergentes**, con énfasis de aplicación en India (Mahbub et al., 2022). Para hacerlo se realiza un

levantamiento bibliográfico de todos los factores que afectan este tipo de inversiones, los cuales se presentan a continuación, junto con referencias que analizan aspectos específicos de cada factor.

Tabla 17: Factores determinantes en la inversión de parques eólicos y solares

Categoría	Variable	Referencia literatura
<b>A. Ambiente institucional</b>	1. Procedimientos administrativos	(Blackman & Wu, 1999; Chirambo, 2016; Komendantova et al., 2012; Masud et al., 2020)
	2. Cumplimiento efectivo de la ley	(Friebe et al., 2014; Komendantova et al., 2016; Rector, 2005)
	3. Corrupción	(Ameyaw & Alfen, 2017; Edsand, 2017; Komendantova et al., 2011)
	4. Tarifas	(Friebe et al., 2014; Mahbub & Jongwanich, 2019; Rector, 2005)
	5. Incentivos impositivos	(Suberu et al., 2013; Wall et al., 2019)
	6. Continuidad y consistencia de las reglas y procesos	(Besant-Jones, 2006; Lamech & Saeed, 2003)
	7. Acceso prioritario a la red	(Friebe et al., 2014; Zhang et al., 2012; Z. Y. Zhao et al., 2016)
	8. Plan de desarrollo del gobierno y objetivo renovable	(Masud et al., 2020; MoEFCC, 2018)
	9. Estándares técnicos	(Karatayev et al., 2016; Khare et al., 2013)
<b>B. Ambiente macroeconómico</b>	<b>1. Crecimiento económico y desarrollo</b>	<b>(Edsand, 2017; Sen &amp; Ganguly, 2017)</b>
	2. Tasa de cambio	(Ameyaw & Alfen, 2017; Friebe et al., 2014; Painuly, 2001; A. K. Sharma & Vohra, 2008)
	3. Acceso a financiamiento local	(Chirambo, 2016; Sindhu et al., 2016; Suberu et al., 2013)

	4. Costo del trabajo y trabajo especializado	(Bilgili et al., 2012; Edsand, 2017; Karatayev et al., 2016; Miller, 1993; Sindhu et al., 2016)
<b>C. Condiciones naturales</b>	1. Disponibilidad de tierra	(Gatzert & Kosub, 2017; Jeslin Drusila Nesamalar et al., 2017)
	2. Recursos naturales	(Fajier & Arends, n.d.; Fatima et al., 2021; World Bank, 2010)

El estudio ha concluido que entre los factores más relevantes para el desarrollo de proyectos renovables están el **nivel de tarifas** que pueda alcanzar la venta de energía de proyectos renovables, los incentivos fiscales y el acceso a la red. A su vez, factores como el **crecimiento económico y el acceso a financiamiento** también son relevantes para los desarrolladores de proyectos a la hora de elegir su país de destino. Además, respecto de las condiciones naturales, se encuentra la **disponibilidad de tierra** para el desarrollo de proyectos y el **nivel de del recurso primario** (Mahbub et al., 2022).

Asimismo, otros factores destacados son la **falta de planificación espacial integrada de la red y la consiguiente falta de capacidad de la misma**. En particular, el análisis de la literatura muestra que para el sector renovables el problema de la expansión es transversal a varios mercados. De particular importancia para el presente estudio cabe destacar que la falta de conectividad de la red de las islas a la red eléctrica principal ha sido reconocida como una barrera importante por las empresas del sector energía. Por ejemplo, las

áreas de alto potencial eólico, por lo general, no están conectadas a la red eléctrica del continente ni cuentan con la infraestructura técnica adecuada para distribuir de manera eficiente la electricidad producida por la energía eólica. Por esto, las políticas de apoyo económico son fundamentales, pero también las políticas de apoyo regulatorio y particularmente **el acceso prioritario a la red** (Eleftheriadis & Anagnostopoulou, 2015).

Otros estudios que han analizado los destinos de las inversiones internacionales en proyectos renovables sostienen que todos los países en vías de desarrollo que han introducido políticas preferenciales para la industria de las energías renovables deben mejorarlas para abordar los mayores riesgos políticos (Echandi, 2015; Ming et al., 2014; Zeng et al., 2017). Es más, muchas veces la **política pública y la regulación no alcanza a adaptarse a los cambios tecnológicos y de precios y las asociadas a I+D son particularmente insuficientes** (Zeng et al., 2017).

## 17.2.4 Aspectos transversales (referido a los factores de decisión de inversión de centrales renovables)

La regulación puede afectar los costos de inversión de varias maneras, mediante cargas administrativas o exigencias especiales (que incluso a veces son diferentes geográficamente en una misma nación), así como también el riesgo percibido por los inversionistas. En este contexto, los inversionistas en grandes proyectos de

infraestructura buscan los siguientes aspectos en la regulación del país de destino (EIB, 2016):

- **Certidumbre:** particularmente en los proyectos cuyos ingresos o costos dependen de la regulación. En el caso de los activos de infraestructura intensivos en capital que normalmente se

caracterizan por un alto costo fijo inicial y bajos costos marginales u operativos, el escenario de inversión se establece asumiendo, para un nivel de demanda proyectado, un nivel tarifario por encima del costo unitario promedio. Sin embargo, una vez realizada la inversión, existe el riesgo de que la tarifa se reduzca retroactivamente por debajo del promedio. Si este riesgo se percibe como tangible, los inversores pueden decidir no invertir. En la práctica, por supuesto, este riesgo se mitiga en gran medida a través de la naturaleza creíble del marco regulatorio, incluido un acuerdo legalmente vinculante sobre el nivel de tarifas. Sin embargo, los cambios retroactivos destruyen la confianza de los inversores en la credibilidad de ese marco.

- **Poca fragmentación:** que la regulación evite la fragmentación regional y permita a los inversionistas desarrollar una escala adecuada de sus proyectos. Es necesario evitar fragmentación indebida en los marcos regulatorios que pueden hacer subir los costos o incluso disuadir inversión. Este tema a menudo forma parte de la motivación política en torno a una mayor armonización a nivel regional, pero también puede ser un problema entre los niveles de gobierno local, regional y nacional. La fragmentación de la regulación ocasiona que los costos

regulatorios sean muy altos cuando se tienen que pedir una gran cantidad de licencias o permisos con distintos organismos, tanto a nivel regional como central.

- **Eficiencia:** se busca que los procedimientos sean claros y eficientes para obtener los permisos requeridos. La obtención de licencias y permisos implica costos en términos de recursos financieros y administrativos. También pueden impactar el tiempo de espera para la implementación del proyecto, lo que tiene un impacto considerable en los flujos proyectados. El hecho que el proceso administrativo pueda medirse con certeza razonable ayuda mucho a la decisión de inversión de grandes proyectos.

Las grandes inversiones tienden a ser políticamente sensibles y el proceso administrativo tiende a estar sujeto a interferencia política en varias etapas, lo que puede resultar en un alto grado de incertidumbre con respecto a la duración del proceso. Mejorar la regulación y con ello los procedimientos administrativos implica no solo minimizar el número de procedimientos y los costos asociados, sino también aumentar la previsibilidad de la duración del proceso.

## 17.2.5 Los altos costos de producción del hidrógeno verde

El hidrógeno verde compite tanto con los combustibles fósiles como con otras categorías de hidrógeno (ej.: hidrógeno gris). El **costo de producción del hidrógeno depende esencialmente del costo de los electrolizadores, su factor de uso y del precio de la electricidad** (IRENA, 2020<sup>a</sup>). El costo de producción es específico a la ubicación, al costo de

inversión y montaje de los electrolizadores. Es por ello que los lugares con mayor disponibilidad de recursos renovables son los más atractivos en términos de costos. La siguiente figura (IRENA, 2020b), presenta los costos de producción del hidrógeno ante diferentes escenarios de costos de los factores mencionados.

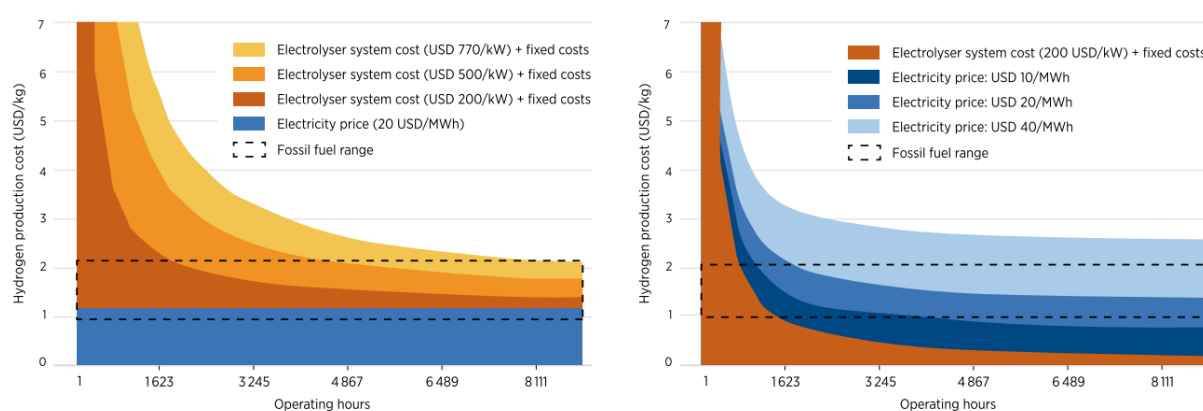


Figura 29: Costos de producción del hidrógeno ante diferentes escenarios (IRENA, 2020b)

Notas: Eficiencia = 65% (poder calorífico inferior). Costo operativo fijo = 3% de los costos de capital. Vida útil = 20 años. Tasa de interés = 8,0%. Gama de combustibles fósiles: hidrógeno gris, considerando costos de combustible de USD 1,9–5,5/GJ para carbón y gas natural.

A su vez, el costo de transporte del hidrógeno genera costos adicionales que son relevantes y deben ser considerados para sistemas exportadores.

Por otro lado, las pérdidas totales de energía también influyen en el diseño de la solución de la planta de hidrógeno y por lo tanto de sus costos. Las pérdidas dependen del uso final del hidrógeno. Cuanto mayores son las pérdidas de energía, más capacidad de electricidad renovable se necesita para producir la misma cantidad de hidrógeno verde. **Se pierde alrededor del 30-35% de la energía utilizada para producir hidrógeno a través de la electrólisis.** Además, la conversión de hidrógeno en otros energéticos (como el amoníaco) puede resultar en una

pérdida de energía del 13 al 25 %, y el transporte de hidrógeno requiere aportes de energía adicionales, que suelen ser equivalentes del 10 al 12 % de la energía del propio hidrógeno (Armijo & Philibert, 2020; Eni & Mattei, 2020; IRENA, 2020<sup>a</sup>). El uso de hidrógeno en las pilas de combustible puede **provocar una pérdida de energía adicional del 40 al 50%** (Sadik-Zada, 2021).

En el caso de Chile, al poseer un muy buen nivel de recursos naturales solar en el norte y eólico en el extremo sur, presenta condiciones de excelencia para el desarrollo de proyectos de hidrógeno, comparando dentro del territorio como con los demás países de la región.

## 17.2.6 Falta de infraestructura y de incentivos para el uso final del hidrógeno

La adopción de tecnologías de hidrógeno verde para usos finales puede resultar costosa. Por ejemplo, los vehículos con celdas de combustible siguen siendo de los más caros, sólo comparables

a los vehículos eléctricos de mayor autonomía, tal como se presenta en la siguiente figura de NREL.

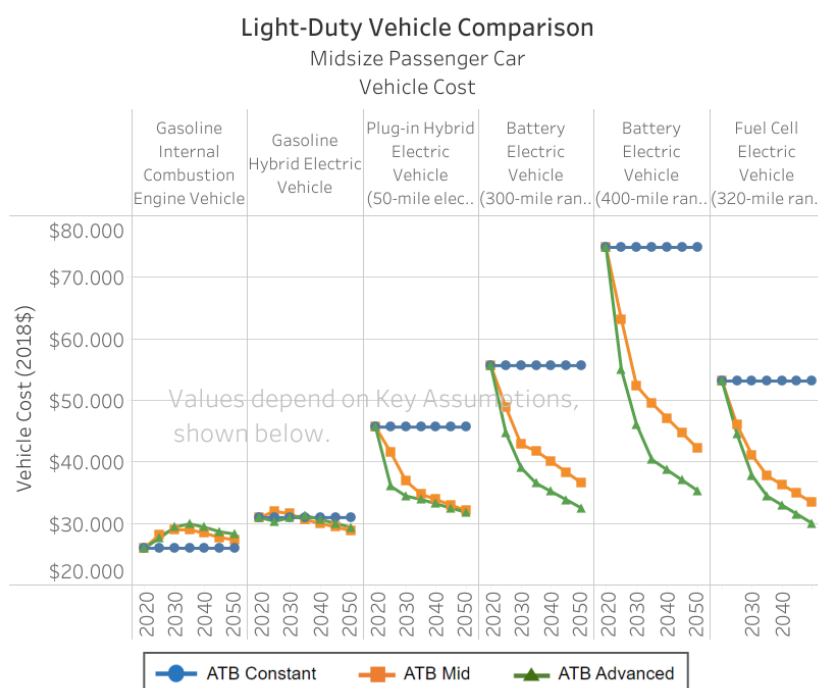


Figura 30: Comparación de costos de vehículos utilizando diferentes combustibles y para diferentes escenarios (NREL, 2020)

De manera similar, según un estudio realizado en 2019 por IRENA, **los combustibles sintéticos son más caros que los mismos combustibles**

**obtenidos a partir de su fuente fósil**, tal como se presenta en la Tabla 18. (IRENA, 2019<sup>a</sup>):

Tabla 18: Comparación de costos entre combustibles sintéticos y combustibles producidos en base a derivados del petróleo (IRENA, 2019<sup>a</sup>)

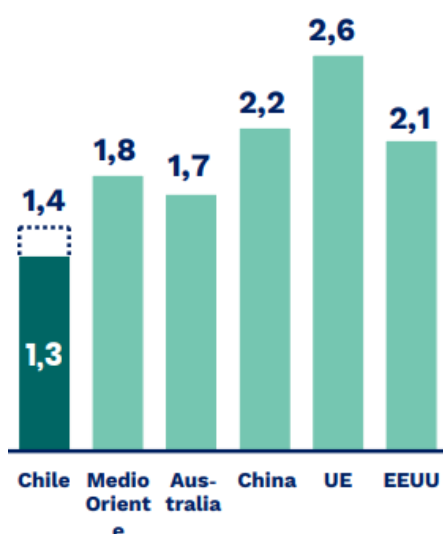
	Fórmula	Materia Prima de Hidrógeno [t H <sub>2</sub> /t]	Materia Prima de CO <sub>2</sub> [t CO <sub>2</sub> /t]	Costo de la Materia Prima [USD/t]	Costo Total de Producción [USD/t]	Precio de Productos de Origen Fósil [USD/t]
<b>Amoníaco</b>	NH <sub>3</sub>	0,14	0	429	500-600	200-350

	Fórmula	Materia Prima de Hidrógeno [t H <sub>2</sub> /t]	Materia Prima de CO <sub>2</sub> [t CO <sub>2</sub> /t]	Costo de la Materia Prima [USD/t]	Costo Total de Producción [USD/t]	Precio de Productos de Origen Fósil [USD/t]
<b>Metanol</b>	CH <sub>4</sub> O	0,13	1,38	513	675	300-350
<b>Metano Sintético</b>	CH <sub>4</sub>	0,25	2,75	1025	1380	100-500
<b>Productos de Combustibles Sintéticos</b>	CH <sub>2</sub>	0,14	3,14	743	1000	500-800

Adicionalmente, en comparación con sus combustibles competidores, existe una **falta de infraestructura para el transporte y distribución de hidrógeno**, produciéndose el problema del “huevo o la gallina”. Por ejemplo, en todo el mundo hay sobre 5.000 kilómetros (km) de tuberías de transmisión de hidrógeno, en comparación con más de 3 millones de km de gas. En 2020, habían 470 estaciones de servicio de hidrógeno en todo el mundo, en comparación con

las más de 200.000 estaciones de servicio de gasolina y diésel en los Estados Unidos y la Unión Europea (IRENA, 2020<sup>a</sup>).

Chile, por sus recursos renovables de excelente nivel, tanto solar en el norte como eólico en el sur, presenta condiciones muy favorables de producción de hidrógeno verde, tal como se presenta en la siguiente figura.



El hidrógeno verde producido en el Desierto de Atacama y en la Región de Magallanes tendría el costo nivelado de producción\* más bajo del mundo al 2030.

**La calidad de los recursos renovables de esas zonas habilitarán una producción competitiva a gran escala.**

*\*Sin considerar costos de compresión, transporte y distribución, los que varían según la aplicación final.*

*Fuente: McKinsey & Company.*

Figura 31: Comparación de costo nivelado de producción de hidrógeno en diferentes regiones al 2030 (USD/kg H<sub>2</sub>) según la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile

La Estrategia establece que se potenciará la demanda de hidrógeno local en el uso de refinerías, amoníaco doméstico, camiones mineros, camiones pesados de ruta, buses de larga autonomía e inyecciones en redes de gas. Particularmente, en el caso del extremo sur de Chile, al ser una zona alejada de los grandes

centros de consumo y por lo tanto más bien orientada a la exportación del hidrógeno, podría requerirse desarrollar una mayor infraestructura portuaria, tanto para la importación de equipos y materiales para la construcción de los proyectos, así como para posteriormente facilitar la exportación del hidrógeno.

## 17.2.7 Necesidad de estándares internacionales

La necesidad de **normas y reglamentos internacionales** sobre el hidrógeno representa otro obstáculo para el desarrollo de un mercado mundial de hidrógeno. Dado que el hidrógeno es un mercado emergente, todavía no hay estándares internacionales referidos a aspectos como la producción y uso del mismo, lo que lleva a países a desarrollar sus propias normas y reglamentos internos, o incluso reglas no escritas y poco claras, lo que puede llevar a un crecimiento inorgánico y a dificultades posteriores costosas de adaptación a estándares internacionalmente aceptados. A continuación, se presentan algunos ejemplos de aspectos que requieren algún nivel de coordinación entre los diferentes mercados:

- **Certificación:** Para garantizar el origen bajo en carbono del hidrógeno, se debe definir y establecer algún mecanismo de certificación de hidrógeno verde o renovable (Dolci et al., 2019; IRENA Coalition for Action (2022), 2022) . En Europa hay algunas iniciativas en curso con respecto a la certificación. Por ejemplo, el proyecto CERTIFHY tiene como objetivo establecer una garantía de origen (GO) de hidrógeno verde que estará disponible para la venta en toda la UE (Dolci et al., 2019). Otro caso es el proyecto piloto de certificación HyXchange GO operativo en Países Bajos a partir de octubre de 2022<sup>38</sup>.
- **Blending:** En cuanto a la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural, las concentraciones autorizadas varían significativamente de un país a otro porque históricamente, cuando se introdujeron las regulaciones existentes, no se consideró la posibilidad de que las redes de gas transportaran mezclas de

hidrógeno.<sup>39</sup> En Alemania, por ejemplo, no existen restricciones legislativas nacionales con respecto al contenido de hidrógeno en el gas natural (Dolci et al., 2019; European Investment Bank, 2022).

- **Carga de vehículos:** La precisión en la dispensación de hidrógeno es un problema importante en varios países europeos, así como los conectores homogéneos estandarizados. En Bélgica, la precisión de las mediciones en la distribución de combustibles debe cumplir criterios de precisión específicos (metrología, basada principalmente en combustibles líquidos). En Alemania, se prescribe la tolerancia de dosificación permitida de 1% a 1.5%. Desafortunadamente, no es posible alcanzar la precisión requerida, por lo que se ha solicitado una excepción para las estaciones de servicio de hidrógeno existentes para permitir tolerancias más altas (Robinius et al., 2017).

Para garantizar la cooperación transfronteriza es necesario acordar normas operativas, estándares de seguridad armonizados, y el impacto ambiental de las tecnologías involucradas. Se debiesen promover foros multilaterales para la creación de metodologías y estándares comunes, definiendo el impacto ambiental de las cadenas de valor del hidrógeno del ciclo de vida completo.

En el caso de Chile, la Estrategia contempla promover el uso doméstico del hidrógeno mediante la actualización de normas y regulaciones. Los usos del hidrógeno que se promoverán se resumen en la siguiente figura.

<sup>38</sup> <https://hyxchange.nl/>

<sup>39</sup> Revisar <https://www.hylaw.eu/> plataforma que contiene las legislaciones de todos los países de la

Unión Europea en materia de transporte de combustibles gaseosos, donde están los porcentajes.

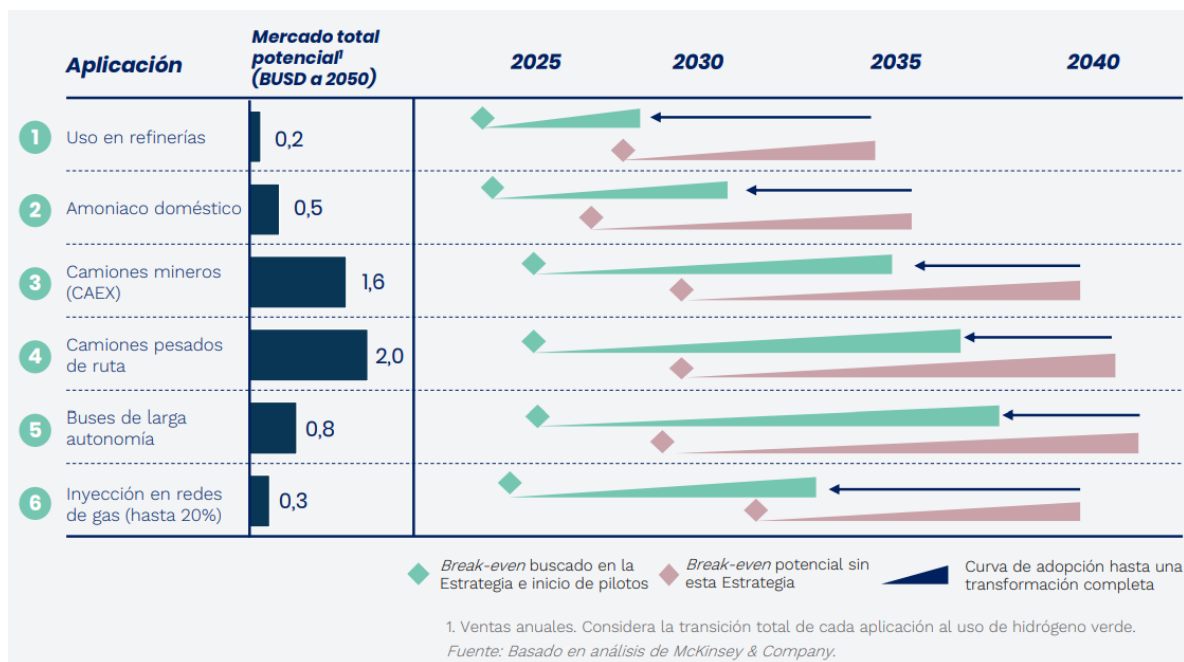


Figura 32: Uso local de hidrógeno que se promoverán en Chile según la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Chile

Respecto de este punto, se requiere un esfuerzo de coordinación internacional para establecer estándares internacionales. Lo anterior es particularmente relevante para la certificación del uso de energías renovables, lo que permitirá diferenciar al hidrógeno verde de los hidrógenos de otros colores. Asimismo, en el caso de los proyectos de hidrógeno ubicados en el extremo

sur y su eventual conexión, ya sea a modo de respaldo o a modo de abastecimiento permanente, con alguno de los sistemas eléctricos medianos, también se requeriría establecer el sistema de certificación, pues los sistemas medianos en la actualidad presentan un mix de generación diésel, gas, hidro y eólico, principalmente.

## 17.2.8 Falta de reconocimiento del aporte del hidrógeno verde

La ausencia de estrategias de incentivos apropiadas y de la aplicación de exenciones fiscales, subsidios o penalizaciones a las alternativas convencionales para alentar la aceptación del mercado se incluyen en la literatura como una barrera económica relevante. Barreras de otro tipo, como la **falta de objetivos o incentivos para promover el uso de productos ecológicos**, inhibe muchos de los posibles usos posteriores del hidrógeno verde. Iniciativas recientes como la desarrollada por Renewable Energy Directive II<sup>40</sup>, que establecen cuotas de producción de hidrógeno verde son

ejemplos de medidas posibles que se pueden evaluar.

El aporte que podrían realizar los proyectos de hidrógeno, no sólo a la economía local, sino también al sistema eléctrico, es de especial relevancia. En el caso de los SSMM, la contribución podría ser significativa, en cuanto a la energía limpia que podrían aportar y de otros servicios asociados a la flexibilidad del sistema eléctrico.

<sup>40</sup> Fuente: <https://hydrogeneurope.eu/historical-day-for-green-hydrogen/>



### 17.2.8.1 Los aportes a la red que pueden realizar los proyectos de hidrógeno

Los proyectos de producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua pueden aportar al desarrollo de determinados mercados eléctricos como **proveedor de flexibilidad para el mismo**. En algunos estudios se muestra que entre las propiedades más importantes de los electrolizadores se encuentra su capacidad para operar de manera flexible, particularmente los electrolizadores PEM (en el Anexo 17.1 se presentan los principales tipos de electrolizadores y sus ventajas/desventajas). Estos estudios muestran que **los electrolizadores tienen un efecto positivo en la estabilidad de la frecuencia, ya que pueden responder más rápido a las desviaciones de frecuencia que los generadores convencionales** (Mohanpurkar et al., 2017; Samani et al., 2020; Stamatakis et al., 2022).

Es más, el trabajo de investigación del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) (Eichman et al., 2014) ha revelado que los electrolizadores pueden responder lo suficientemente rápido y son capaces de operar durante un periodo prolongado para participar en las aplicaciones de gestión de la red, llegando a las siguientes conclusiones:

- Los electrolizadores pequeños (~40 kW) pueden cambiar su demanda de electricidad dentro de milisegundos, siendo las unidades PEM más rápidas que las unidades alcalinas.
- Los electrolizadores pueden reducir su consumo eléctrico por una cantidad ilimitada de tiempo. Sin embargo, otros sistemas de seguridad y control (por ejemplo, sistema de presión y gas) pueden necesitar más consideraciones de diseño para adaptarse a los menores niveles de producción.
- Los cambios de punto de ajuste más grandes están asociados con tasas de rampa máximas más altas. El aumento gradual de un electrolizador exhibió velocidades de rampa máximas más altas que las exhibidas durante la rampa de disminución.
- Los electrolizadores tienen un amplio rango de operación.

- Los electrolizadores pueden encenderse y apagarse bastante rápido. Para la pequeña unidad probada, la unidad PEM tardó 6 minutos y 27 segundos en ejecutar un arranque en frío y 1 minuto y 3 segundos para apagar.

Un ejemplo concreto del uso que podría darse a electrolizadores como apoyo al sistema eléctrico ha sido investigado en Hawaii (Virji et al., 2020). La explotación de los recursos de energía renovable en las islas hawaianas está aumentando rápidamente a medida que el costo de la electricidad de las fuentes de energía de combustibles fósiles convencionales importados se vuelve caro. De hecho, el laboratorio de energía de Hawaii dispone de un electrolizador de una capacidad de 65 kg/día utilizado para suministrar de hidrógeno a buses de la isla. Utilizando dicho electrolizador como modelo, el estudio "*Analyses of hydrogen energy system as a grid management tool for the Hawaiian Isles*" (Virji et al., 2020), muestra una **disminución del 6,5% en el hidrógeno total producido cuando el electrolizador funcionó en modo de gestión de red**.

La necesidad de controlar la frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia con fuerte penetración renovable será cada vez más relevante y por lo tanto **recursos de gestión flexible, como lo son los electrolizadores, pueden ser fundamentales para el sistema**. Lo anterior, puede incluso ser una segunda fuente de ingresos para los proyectos de hidrógeno al participar en el mercado de servicios complementarios o, alternativamente, una buena manera de proveer servicios a un sistema eléctrico pequeño a modo de integrarse y ser un aporte a la zona de desarrollo.

Por otra parte, las celdas de **hidrógeno puede ser fuente de almacenamiento**, pues el hidrógeno puede ser almacenado en estanques en forma de gas y se puede generar electricidad con celdas de combustibles mediante el hidrógeno almacenado.

### 17.2.8.2 Los proyectos de hidrógeno como hubs o centros de desarrollo

Cuando grandes proyectos de hidrógeno se **localizan en islas o ubicaciones extremas**, en general, se promueve un entorno de desarrollo que supera al sector eléctrico local, afectando a

varios sectores productivos. Existen varios ejemplos de iniciativas de este tipo en el mundo, tales como:

- Proyecto BIG HIT que está desarrollando en Orkney (un archipiélago insular a seis millas de la costa del norte de Escocia continental) la implementación de un modelo totalmente integrado de producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno utilizado para movilidad, calor y energía (G. Zhao & Ravn Nielsen, 2017).
- Proyecto Green Hysland que busca desarrollar un ecosistema en la isla de Mallorca, España, para convertir la isla en el primer hub de hidrógeno del sur de Europa. Eso, mediante la producción de hidrógeno a partir de generación solar que permitirá utilizarlo por los clientes finales para abastecer necesidades de turismo, transporte, industria y energía, incluyendo inyección en las redes de gas (Clean Hydrogen Partnership, 2022).
- En la isla de Bornholm, Dinamarca, en primera instancia se pretende crear un hub de energía eólica para posteriormente utilizarlo para la producción de hidrógeno. En una primera etapa el proyecto permitirá desarrollar tecnologías para la transición energética y convertirlo en un centro de desarrollo de conocimiento (DTU, 2022).
- El proyecto AquaVentus en la isla de Heligoland pretende utilizar los recursos de la energía eólica marina para convertirse en el principal hub de producción y transporte de hidrógeno verde de Europa, incluyendo varios subproyectos asociados, tales como el desarrollo de prototipos en escala de decenas de MW (AquaPrimus), el desarrollo de infraestructura portuaria (AquaPortus) y el desarrollo de un ducto submarino para el transporte de grandes volúmenes de hidrógeno (AquaDuctus), entre otros (RWE, 2020).

Los proyectos anteriormente mencionados generan una serie de cambios a nivel de las economías locales donde se desarrollan aplicaciones que van más allá de los cambios regulatorios en el sector eléctrico. Para el caso de

Chile, el estudio “Development pathways for Hydrogen Hubs in Chile” (Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, 2022), caracteriza varios aspectos de Antofagasta y Magallanes como centros de producción de hidrógeno verde, partiendo desde los aspectos económicos de las regiones, características geográficas, de flora y fauna, demográficas, de empleo, arqueológicos, de infraestructura, entre otros. Así es como parte de los desafíos regulatorios que levanta particularmente Magallanes dicen relación con los planes de desarrollo regionales.

En particular, respecto del análisis del sector eléctrico de la región, el estudio señala que es reconocida la necesidad de implementar un sistema interconectado que conecte los 4 SSMM de Magallanes (Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams), o al menos generar 2 sistemas interconectados. Lo anterior, permitiría distribuir los excesos de generación de los grandes parques eólicos a las comunidades existentes en el territorio, limpiando la matriz eléctrica, reduciendo los gases de efecto invernadero y, por sobre todo, reducir los costos de energía para la población. Asimismo, se señala que la interconexión de estos sistemas permitiría la venta de energía a Argentina y/o el uso de su sistema eléctrico para la transmisión al sistema interconectado nacional de Chile<sup>41</sup>.

Respecto del análisis anterior cabe señalar, como se indicó en detalle en la sección 4.3.5, que la regulación eléctrica actual de los SSMM no está preparada para interconectar los SSMM entre ellos y tampoco para considerar una interconexión con Argentina. La conexión con grandes proyectos eólicos para que la población aproveche estos excedentes de energía también traería aparejada una serie de problemas regulatorios asociadas a la definición de los SSMM en tanto estos se encuentran definidos hoy como sistemas que no deben alcanzar los 200 MW de capacidad instalada. Todos estos aspectos se analizan en las secciones posteriores de este informe.

En síntesis, de los antecedentes tenidos a la vista, se constató que, **a nivel internacional, los territorios aislados con grandes recursos primarios de generación renovable que buscan fomentar el desarrollo del hidrógeno generan un entorno de desarrollo que va**

<sup>41</sup> Páginas 172-173 del informe Final “Development pathways for Hydrogen Hubs in Chile”

**mucho más allá de la adecuación regulatoria asociada al sistema eléctrico, sino más bien requieren una adecuación de varios sectores productivos, de forma que se aprovechen los beneficios del hidrógeno localmente.** En general, se está comenzando con pilotos de pequeña a mediana escala que permiten, ir paulatinamente, generando un “ecosistema” en

torno al hidrógeno, que considera soluciones de movilidad, calor, almacenamiento y producción de energía eléctrica. En ese sentido, facilitar la incorporación e integración de este tipo de aplicaciones con los SSMM requiere de una serie de mejoras y flexibilizaciones regulatorias, que se han levantado y analizado en la sección 4.

## 17.3 Anexo 3: Decreto Supremo N° 2/2022, del Ministerio de Energía

Tabla 19: Modificaciones contenidas en el DS 2/2022

N°	Materia	Modificación propuesta	Observaciones
1	Definición de autoproductor y establecimiento de un procedimiento especial para repartir la recaudación de los autoproducidos.	Incorpora expresamente en la regulación de los SSMM la definición de autoproductor establecida en el DS 88/2020 y en el DS 125/2017  "Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico".	Sin perjuicio de que a juicio del equipo consultor si pueden existir autoproducidos en los SSMM, resulta clarificador incorporar expresamente la definición en el reglamento. Lo anterior para despejar cualquier duda y brindar mayor certeza, ya que al tratarse de una definición que carece de rango legal y está solo establecida a nivel reglamentario, en reglamentos de objetivos acotados a determinadas materias (coordinados y medios de generación de pequeña escala) alguien podría sostener que no es aplicable a los SSMM.  Por otra parte, es necesario regular el procedimiento para repartir su recaudación en consideración a que sus características especiales hacen necesario realizar ciertos ajustes. <sup>42</sup>  Por otra parte, estimamos que esta definición podría ser aplicable a un proyecto de hidrógeno.
2	Clientes libres y clientes regulados	Se incorporan expresamente las definiciones legales de cliente libre y cliente regulado	Se estima un avance incorporar ambas definiciones tal como están en la ley, puesto que una vez más se clarifica la regulación. Tal como se señaló solo con el DS 23/2015 se introdujo tangencialmente el concepto de cliente libre. La regulación de los clientes no sujetos a regulación de precios en los SSMM es muy relevante para los proyectos de hidrógeno los que eventualmente podrían adoptar la figura de clientes libres. Sin embargo, se debe resolver la problemática asociada al giro exclusivo descrita anteriormente.
3	Se elimina la referencia a clientes regulados en lo referido a repartición de	La eliminación significa que se hace extensivo a los clientes libres a los que se los hace formar parte del mecanismo	

<sup>42</sup> Cabe precisar que en el DS 88/2020 el concepto de autoproductor considera que los procesos productivos a los cuales se asocian los consumos pueden ser de terceros y el DS 125/2017 lo acota a que dichos procesos solo pueden ser propios. En opinión del equipo consultor no existe razón para establecer la señalada diferencia ni para acotar la definición en el DS 2/2022 a los procesos productivos propios.

N°	Materia	Modificación propuesta	Observaciones
	la recaudación por venta de energía y potencia		A juicio del equipo consultor, esta materia debiese resolverse mediante una modificación legal en el sentido de establecer la excepción de la obligación de giro único en distribución a las concesionarias que operan en los SSMM en iguales términos que la de las cooperativas, es decir, obligándolas a llevar una contabilidad separada.

## 17.4 Anexo 4: Boletín 14.731 sobre modificación a la LGSE en materia de almacenamiento y concepto de sistema de generación – consumo

Tabla 20: Modificaciones incorporadas en el Boletín 14.731

N°	Materia	Modificación propuesta	Observaciones
1	Sistemas de Almacenamiento	Se incorporan los sistemas de almacenamiento en los artículos 72°-2 referido a la obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador; 72°-17 respecto a la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las instalaciones eléctricas; 72°-18 sobre retiro, modificación y desconexión de instalaciones; 149° que regula el mercado spot y el precio estabilizado; 149° bis que establece el netbilling; y el 149° ter también referido a netbilling	La incorporación del almacenamiento y electromovilidad al régimen de netbilling afecta directamente a los SSMM por serles aplicables lo dispuesto en los artículos 149° bis y 149° ter. Las otras referencias para incorporar sistemas de almacenamiento dicen relación con el mercado spot y con los sistemas de más de 200 MW por lo que no tendrían afectación sobre los SSMM. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento son importantes para el desarrollo de los proyectos de hidrógeno en cuanto a la flexibilidad que brindan, por lo que incorporarlos explícitamente en la regulación de los SSMM es recomendable, particularmente en el artículo 174° referido a los planes de expansión.
2	Incorpora definición de sistema de generación-consumo	<p>Sistema generación-consumo: Infraestructura productiva destinada a fines tales como la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia, mediante medios de generación renovables, que se conecta al sistema eléctrico a través de un único punto de conexión y que puede retirar energía del sistema eléctrico a través de un suministrador o inyectar sus excedentes al mismo.</p> <p>Los cargos que correspondan, asociados a clientes finales, serán sólo en base a la energía y potencia retirada del sistema y en ningún caso por la energía y potencia autoabastecida.</p> <p>A estos sistemas les serán aplicables todas las disposiciones correspondientes a las centrales generadoras y clientes finales no sometidos a regulación de precios, de acuerdo a lo que disponga</p>	<p>Esta definición aplica directamente a los proyectos de hidrógeno sea en SSMM o en sistema eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW.</p> <p>En ese caso y ante la ausencia de regulación creemos que, por la vía interpretativa o reglamentaria, como en el caso de los autoprodutores, debiese llegarse a la misma conclusión referida a los cargos a clientes finales.</p>

N°	Materia	Modificación propuesta	Observaciones
		el reglamento, el que establecerá las disposiciones y requisitos necesarios para la debida aplicación del presente literal.	
3	<p>Nuevos modelos de negocio para la electromovilidad.</p> <p>Eximición del pago de permiso de circulación por 2 años y con posterioridad una rebaja que irá disminuyendo gradualmente durante 8 años</p>	Se permite la participación de los vehículos eléctricos en el mercado eléctrico, en cuanto equipos de almacenamiento, pudiendo inyectar energía a la red y ser remunerados por ello.	Se omite el análisis de lo referido al pago del permiso de circulación por no tener ninguna relación con el contenido del estudio.

Cabe señalar que las normas contenidas en el Boletín no son consistentes con la modificación propuesta en cuanto al límite de capacidad instalada para dejar de ser un SSMM. El anteproyecto sugiere pasar de 200 MW a 500 MW. En el Boletín 14.731 se mantiene el límite de 200 MW.

## 17.5 Anexo 5: Debate económico sobre las sinergias verticales versus la desagregación del mercado eléctrico en distintos países del mundo

### 17.5.1 Estados Unidos

De acuerdo con Gugler et al. (2017), el sector del suministro de electricidad en Estados Unidos ha estado bastante fragmentado, ya que se desarrolló a partir de pequeños sistemas locales poco integrados. En consecuencia, el nivel de integración entre las redes de transmisión ha sido tradicionalmente bastante bajo. Al mismo tiempo, no ha existido un régimen regulador global y coherente, ya que la mayoría de las empresas de servicios públicos han sido reguladas por las Comisiones de Servicios Públicos de cada estado. La Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC, por sus siglas en inglés) sólo ha sido responsable de los servicios públicos que operan a través de las fronteras de los estados.

Existe una amplia literatura empírica publicada sobre cómo la integración vertical de la generación, transmisión y distribución afecta a los costos de las empresas eléctricas en Estados Unidos. La Tabla 21 presenta un resumen de los trabajos econométricos publicados que abarcan desde el año 1985 a 2016. La mayoría encuentra considerables ahorros de costos de las economías verticales y solo el trabajo de Eftekhari (1989) concluye que la integración vertical crea deseconomías. De acuerdo con Michaels (2005), el trabajo de Eftekhari (1989) es cuestionable puesto que la forma en cómo define algunas variables es poco convencional, por ejemplo, considera que la medida de actividades de interconexión incluye la suma algebraica de los intercambios hacia y desde el territorio de una empresa eléctrica, que podría ser cero para un gran comerciante. Además, una de sus variables de producción es la venta a clientes finales como una fracción de las ventas totales, en lugar de una cantidad. Arocena & Kumbhakar (2021) encuentran varios

problemas metodológicos en los métodos empíricos que se han empleado para medir economías de alcance, identificando así los desafíos que la futura investigación empírica deberá abordar para proporcionar mejores estimaciones de las economías de integración vertical.

Algunos de los primeros trabajos se han centrado en la separabilidad y la subaditividad de las etapas verticales de suministro en el sector eléctrico (por ejemplo, Gilsdorf 1994, Hayashi et al. 1997, Lee 1995; Roberts 1986, Thompson 1997).

La mayoría de los autores encuentra complementariedades de costos estadísticamente significativas entre la generación, la transmisión y la distribución. La complementariedad de costos significa que el costo marginal de producción de un bien disminuye al aumentar la producción del otro. Sin embargo, Gilsdorf (1995) no encuentra complementariedad de costos, pero sí rendimientos de escala no explotados en cada una de las áreas de generación, transmisión y distribución (Michaels 2005).

De acuerdo con (Michaels 2005) dado que los autores utilizan diferentes muestras y técnicas de investigación, con distintas variables y funciones de costos, es imposible comparar sus estimaciones numéricas de ahorro derivado de la integración, pero si es posible destacar que las estimaciones son estadísticamente significativas. Todos los estudios utilizan variantes de dos estrategias básicas para estimar las economías verticales. La primera consiste en estimar una función de costos (normalmente translog, en su



defecto cuadrática) partiendo del supuesto de que la producción de cada etapa (generación, transmisión y distribución) procede de una empresa multiproducto. Los tamaños y signos de los coeficientes de sus términos de interacción proporcionan pruebas sobre las economías de integración vertical. Algunas formulaciones permiten probar la existencia de economías de alcance, es decir, si la suma de los costos de las empresas independientes que producen cada una de las etapas supera el costo de la producción final en una empresa integrada. La segunda estrategia consiste en estimar las funciones de costo o de producción de cada etapa y, a continuación, comprobar la separabilidad vertical examinando si la producción de una etapa anterior reduce significativamente los costos de una etapa posterior. Si lo hace, los efectos verticales están presentes y el proceso de producción no es separable. Lo anterior apunta a la presencia de economías de alcance verticales. A continuación, se revisa con más detalle algunos de los trabajos más relevantes.

Eftekhari (1989) fue el primer estudio empírico que utilizó el concepto de economías de alcance para estimar las economías de integración vertical utilizando datos de una sección transversal de 61 empresas eléctricas no nucleares. Estimó una función de costos multietapas translog mediante su transformación de Box-Cox a las variables de salida, antes de estimar la función de costo junto con las correspondientes ecuaciones de costo compartido de entrada utilizando el procedimiento iterativo SUR de Zellner (1962). Su muestra solo incluye empresas que generaron al menos el 80% de su energía mediante métodos convencionales y no tenían ninguna capacidad de generación nuclear. Encontró evidencias de deseconomías de producción conjunta entre generación, transmisión y distribución.

Kaserman & Mayo (1991) aplican una función de costos cuadrática estimando un ahorro de costos de la integración vertical del 12% en la media de la muestra para 74 empresas eléctricas estadounidenses en 1981. Hayashi et al. (1997) se centran en 50 empresas eléctricas estadounidenses con al menos un 85% de generación a partir de combustibles fósiles para el periodo 1983-1987 y aplican una función de costos translog. Los resultados muestran economías verticales de alrededor del 17% para la empresa media. La muestra dividida en pequeñas y grandes empresas de servicios públicos muestra

evidencia de economías verticales del 14% y el 17%, respectivamente.

Kwoka (2002) examina los datos de 147 empresas de servicios públicos estadounidenses para el año 1989 y encuentra importantes economías verticales basadas en una función de costos cuadrática. Mientras que para las empresas eléctricas muy pequeñas la producción autónoma es una estrategia viable, las empresas más grandes se benefician del ahorro de costos que supone la integración vertical. En el nivel medio y mediano, las economías de alcance se calculan en un 27% y un 42%, respectivamente. Sappington (2006), a través de un trabajo teórico, demuestra que la desinversión vertical puede aumentar el bienestar del consumidor incluso cuando la desinversión elimina economías de alcance sustanciales y evita solo un sabotaje limitado. En términos más generales, se muestra que los méritos de la desinversión vertical varían con: (1) el tipo y la intensidad de la competencia en el mercado minorista; (2) la ubicación (locus) de las economías de alcance bajo la integración vertical; y (3) los valores sociales relativos del excedente y la ganancia de los consumidores.

Greer (2008) utilizando una muestra de 831 empresas de servicios públicos rurales de Estados Unidos en 1997, evalúa las economías no realizadas de integración vertical para las cooperativas eléctricas rurales. Las estimaciones realizadas a partir de una función de costos cuadrática modificada revelan un ahorro de costos superiores al 39%, derivado de la integración vertical, para básicamente todas las empresas eléctricas. Sus resultados son muy similares a los de Kwoka (2002). Triebs et al. (2016) estima un modelo de tecnología flexible que permite tecnologías específicas. Destaca la importancia de modelar tecnologías separadas para diferentes tipos de empresas al estimar economías de escala y alcance. Muestra la viabilidad de estimar las economías de alcance utilizando un modelo translogarítmico. Lo anterior, dado que las economías de alcance generalmente se modelan y estiman asumiendo una función de costos común a todas las empresas de una industria, independientemente de su tipo, ya sea que se especialicen en un solo producto o múltiples. Encuentra que las eléctricas estadounidenses de propiedad pública no respaldan una tecnología común para empresas integradas y especializadas. Sugiere que asumir una tecnología común podría sesgar las

estimaciones de economías de escala y alcance. Por lo tanto, la forma en que se modele la tecnología de producción influye en las conclusiones de política que se extrae.

Arocena et al. (2012) incorporan datos sobre 116 empresas estadounidenses de propiedad de inversores para el año 2001 y estiman una función de costos cuadrática. Las economías verticales se estiman en un 8%, mientras que las horizontales (entre distintos tipos de generación) suponen alrededor del 5,5% para la empresa media.

Meyer (2012<sup>a</sup>) es el único estudio empírico que investiga las economías de alcance entre la generación y la transmisión de electricidad. El estudio usa datos de 143 empresas eléctricas de 43 estados de EE.UU. para el período 2001-2008 con diversos grados de integración vertical, y aplica una función de costos cuadrática para

asegurar la comparabilidad con estimaciones anteriores sobre economías de alcance vertical. Encuentra bajas sinergias verticales entre las etapas de generación y transmisión, de aproximadamente un 4% para la empresa media. Esto se explica por un efecto de coordinación (de la teoría del costo de transacción): “se espera que la coordinación interna de la empresa sea más eficiente que la coordinación del mercado como resultado de contratos costosos, incompletos y/o inflexibles de los participantes del mercado que persiguen intereses diferentes u opuestos” (Meyer 2012<sup>a</sup>, pág. 105). Sin embargo, sus resultados muestran la presencia de economías verticales entre la generación y toda la red de transmisión más distribución del 19% al 26% y economías verticales entre distribución (incluida la venta al por menor) y generación más transmisión del 8% a 10%.

Tabla 21: Trabajos econométricos que estudian economías de escala en Estados Unidos

N.º	Año (Autor)	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
1	Henderson (1985)	160 Empresas de servicios públicos estadounidenses, la mayoría integradas verticalmente, 1970.	El costo marginal del vapor, la energía hidroeléctrica y compra de energía se usa como precio de transferencia de energía en la estimación de la función de costo translogarítmica que incluye mano de obra, capital y energía, prueba los coeficientes de separabilidad.	Estimación del modelo que excluye los rendimientos de energía producida por estimación sesgada a la baja de economías de escala, concluye que los costos no son separables debido a economías verticales.	Si	Solo aborda el efecto de los costos de generación en la transmisión-distribución y no a la inversa.
2	Roberts (1986)	65 Empresas de servicios públicos exclusivamente eléctricas de EE.UU., sin unidades de holding, 1978.	Estima una función de costo translogarítmica en distribución, examina los efectos del tamaño y la densidad del territorio, prueba la separabilidad de la distribución desde la generación y la transmisión.	Se rechazan las restricciones de coeficiente implícitas en la separabilidad de los costos de distribución y generación/transmisión. (El autor señala esto de pasada, ya que, el objetivo de estudio era estimar los efectos de la densidad del área de servicio).	Si	Artículo enfocado en efectos del tamaño territorial y la densidad de clientes en el costo de distribución. No contiene información para la estimación numérica del efecto de integración.
3	Eftekhari (1989)	61 Servicios públicos no nucleares de Energía Eléctrica EE.UU., 1986.	Estima la función de costo translogarítmica de múltiples salidas con insumos de mano de obra, capital y combustible.	Encuentra muy pocas economías de escala pero descubre deseconomías sustanciales de producción conjunta, concluye que las empresas de servicios públicos más pequeñas y desintegradas verticalmente serían más eficientes.	No	Las variables que dice que mide la producción incluyen el N.º de clientes finales, la fracción de energía generada que compran y una medida de intercambio estadísticamente poco confiable.
4	Kaserman & Mayo (1991)	74 Servicios públicos exclusivamente eléctricos de EE.UU., integrados verticalmente, 1981.	Estima función de costo multiproducto cuadrática que permita realizar pruebas de economías de alcance entre generación y transmisión/distribución.	Encuentra un ahorro de costos del 12% de la integración vertical para las empresas de servicios públicos de tamaño promedio, las empresas de servicios públicos extremadamente pequeñas son las únicas que no se benefician de ella.	Si	La estimación de las economías de alcance requiere uso de una muestra que contenga algunos servicios públicos solo de generación y solo de distribución.

N.º	Año (Autor)	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
5	Gilsdorf (1994)	72 Servicios públicos integrados verticalmente de EE.UU., 1985. Cada empresa debe tener generación al menos al 65% no nuclear.	Función de costo translogarítmica y ecuaciones de participación de factores SUR.	Evidencia contra de subaditividad y complementariedad de costos para el conjunto de 3 resultados (entre las etapas de generación, transmisión y distribución).	No	Sin embargo, pueden existir economías de alcance en ausencia de complementariedades de costos y subaditividad (Baumol et al, 1982).
6	Gilsdorf (1995)	72 Servicios públicos integrados verticalmente de EE.UU.,1985.	Estima la función de costo translogarítmica para generación y transmisión-distribución [combinada], con costos de combustible, capital y mano de obra, además densidad de clientes, utilización de capacidad y porcentaje de ventas a clientes finales.	Realiza la prueba de subaditividad de Evans-Heckman para aquellas empresas cuya ubicación en la función estimada tiene propiedades económicas normales [Se excluyeron 20]. No puede rechazar la hipótesis nula de aditividad para ninguna empresa. También encuentra economías de escala especificadas a etapas.	Si	El autor señala que el hecho de no pasar la prueba de subaditividad no necesita respaldar una política de desinversión, ya que puede haber economías de alcance entre etapas sin subaditividad.
7	Lee (1995)	70 Empresas de servicios eléctricos de EE.UU.,1990.	Estima funciones de producción translogarítmicas para generación, transmisión, distribución, también estima la producción final como función de todas las variables.	Pruebas de separabilidad completa de generación, transmisión y distribución, y de separabilidad de generación y distribución únicamente. Todas las hipótesis nulas de no separabilidad rechazadas.	Si	También estima pérdidas de eficiencia de varias formas de desintegración entre 4.1% y 18.6%.
8	Hayashi et al (1997)	50 Empresas eléctricas de EE.UU., datos anuales 1983-1987.	Estima funciones de costos translogarítmicos para generación y transmisión-distribución, y total.	Rechaza la hipótesis nula de separabilidad de costos, también encuentra que tanto las empresas grandes como las pequeñas operan en un rango de economías de escala en la generación.	Si	Estima economías de integración vertical para empresas que van de 9.2% a 24.2%.

N.º	Año (Autor)	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
9	Thompson (1997)	83-85 Empresas de EE.UU. "Las principales empresas de servicios públicos propiedad de inversores" 1977,1982,1987,1992.	Estima la función de costo translogarítmico con precios de entrada y número de clientes, tamaño del territorio y ventas a diferentes voltajes.	Rechaza la separabilidad de la distribución o el suministro de energía de los servicios públicos restantes durante todo el período de tiempo.	Si	Encuentra que en años posteriores la diferencia entre estimaciones no restringidas y restringidas es menor, pero sigue siendo significativa.
10	Kwoka (2002)	147 EE.UU. corporate utilities, some unintegrated 1989.	Estimar la función de costo cuadrático en generación y distribución para probar las economías de alcance.	La integración negativa entre Gx y costo de Dx es evidencia de complementariedad. La comparación con los costos independientes indica que solo las empresas de servicios públicos muy pequeñas muestran deseconomías de integración vertical.	Si	La mayoría de las empresas de servicios públicos optan por operar donde pueden realizar mejor estas economías, con una Gx cercana pero menor que producción de Dx.
11	Greer (2008)	831 Empresas de servicios públicos rurales de Estados Unidos en 1997 (RUS de 1997)	Usa un modelo de costos cuadráticos, usando como insumo el capital, trabajo y energía comprada y millas de línea de transmisión y densidad de clientes.	En promedio, se podrían haber logrado ahorros de costos superiores al 39% si las cooperativas hubieran adoptado una estructura integrada verticalmente.	Si	
12	Meyer (2012)	143 Empresas eléctricas de 43 estados EE.UU. para el período de 2001-2008 con diversos grados de integración vertical.	Función de costos cuadrático.	Modestas sinergias verticales entre Gx y Tx de aproximadamente 4% para empresas medianas Presencia de economías verticales entre la Gx y toda la red de Tx más Dx del 19% al 26% y economías verticales entre Dx (incluida ventas al por menor) y Gx más Tx del 8% al 10%.	Si	Se advierte sesgo potencial de comparación de resultados con los de Europa debido a las diferentes estructuras de mercado y condiciones iniciales de segregación.

N.º	Año (Autor)	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
13	Arocena (2012)	116 Empresas estadounidenses propiedad de inversores del 2001.	Estima la función de costes cuadrática para empresas hidroeléctrica, nuclear y combustibles fósiles. Analizan el efecto que tiene la combinación de Gx en las economías verticales.	Las economías verticales se estiman en un 8%, mientras que las horizontales (entre distintos tipos de generación) suponen alrededor del 5,5% para la empresa media.	Si, Baja	Encuentra bajas economías.
14	Triebbs (2016)	426 Empresas de EE.UU. de propiedad pública (2000-2003), 84 de generación, 204 integradas y 148 de distribución. Panel no equilibrado.	Estima un modelo de tecnología flexible que permite tecnologías específicas. Muestra cómo se puede estimar utilizando formas paramétricas lineales, incluido el translogaritmo.	Sus resultados empíricos sugieren que asumir una tecnología común podría sesgar las estimaciones de economías de escala y alcance.	Si, Baja	Encuentran unas economías de alcance moderadas del 4.4%.

Fuente: Elaboración propia.

## 17.5.2 Europa

En las últimas dos décadas, varios países europeos han introducido reformas en el sector eléctrico. Generalmente, estas reformas requieren una desagregación legal y funcional de las empresas integradas verticalmente. Es así como a partir de la directiva comunitaria 1996/92/CE (Schmitt & Kucsera 2014, Gugler et al. 2017), la Unión Europea puso en marcha la desintegración vertical de la red de transmisión de alto voltaje. Con ello se desintegraron las estructuras verticales de las empresas eléctricas y, simultáneamente, se concedió el acceso a los nuevos operadores a la red de transporte. La directiva más reciente de la UE, la 2009/72/CE, exigió a sus estados miembros elegir entre tres formas distintas de separación vertical de la red de transporte: (i) la separación total de la propiedad (la forma predominante en Europa), (ii) la implantación de un operador de sistemas independiente (ISO), o (iii) la implantación de un

operador de transporte independiente (ITO). La separación de la propiedad representa el tipo más restrictivo, donde las empresas eléctricas integradas verticalmente tienen que separarse totalmente de la red de transporte. La integración de las redes de transmisión y la armonización de los regímenes reguladores en la Unión Europea están más avanzadas que en Estados Unidos, lo que se debe principalmente a la política de la Comisión Europea.

*En Europa la literatura empírica es mucho menos abundante que en Estados Unidos, además, la parte predominante de la literatura se concentra en la estimación de las economías de alcance entre las etapas de generación y distribución, para las que parece haber datos más fácilmente disponibles. Por el contrario, apenas hay datos sobre el ahorro de costos derivado de la integración entre la generación y el transporte. En la*

Tabla 22 se presenta la revisión de la literatura de Europa y Japón.

## 17.5.3 España

Jara-Díaz et al. (2004) especifican y estiman una función de costo cuadrática multietapa-multiproducto estimada con datos de 12 empresas españolas de 1985 a 1996, junto con las correspondientes ecuaciones de gasto de insumos. Junto con la producción de distribución, especifican cuatro productos de generación diferentes (por ejemplo, MWs de energía generada a partir de carbón, nuclear, petróleo e hidro), lo que permite estimar economías de alcance a nivel de generación. Encuentran que la integración vertical de generación y distribución de energía ahorra alrededor del 6,5% de los costos evaluados en la media de la muestra (8200 GWh de generación y 11.350 GWh distribuidos), mientras que los ahorros de costos que se derivan de la integración horizontal de diversas salidas de generación en una sola empresa (frente a la división entre varias empresas especializadas independientes) varió entre 9,1% y 28,1%.

Arocena (2008) a diferencia de las demás investigaciones, estudian economías de integración vertical con un modelo de Análisis Envolvente de Datos (DEA, por sus siglas en inglés). Estiman el impacto que tendrían formas alternativas de desagregación sobre el costo y la calidad del suministro, medido como el número y duración de las interrupciones del suministro, en 12 empresas eléctricas españolas entre 1989 y 1997. Encuentran evidencia de la existencia de ganancias de costo y calidad al integrar la generación y distribución de energía en el rango de 1.1% a 4.9%, mientras que diversificar la fuente de generación de energía ahorra entre 1.3% y 4.3% de costos y calidad. Concluyen que la eficiencia de escala de las empresas eléctricas más grandes podría mejorarse dividiéndolas en unidades más pequeñas, siempre que se conserven su actual alcance vertical y mezcla de generación.

## 17.5.4 Italia

Fraquelli et al. (2005) prueban la presencia de economías de escala en varias etapas y de economías de integración vertical usando una muestra de 25 empresas públicas municipales italianas en el período 1994-2000 (14 con integración vertical, 11 solo distribución). Estiman una función de costo compuesta y las ecuaciones de participación de costos de insumos asociadas utilizando un estimador SUR iterado no lineal (NLSUR). Encontraron economías verticales estadísticamente significativas del 3% para la empresa promedio (que genera alrededor de 300 millones de kWh y distribuye alrededor de 600 millones de kWh). Concluye que incluso si no se respalda la hipótesis de la subaditividad global,

sugiere que una política de desinversión completa implicaría pérdidas de eficiencia.

Piacenza & Vannoni (2004) utilizan el mismo conjunto de datos de Fraquelli et al. (2005) y comparan las estimaciones de distintas funciones de costos (translog generalizado, translog estándar, cuadrática separable, compuesta y general). Los resultados muestran que el modelo compuesto proporciona una mejor descripción de los datos y destaca la presencia de economías de escala y alcance global para la empresa "mediana" de la muestra. Las Economías verticales alcanzan a 6% para la utilidad media.

## 17.5.5 Suiza

Fetz & Filippini (2010) analizan empíricamente la presencia de economías de escala e integración vertical en el sector eléctrico suizo. Usan datos de un panel no balanceado que contiene información financiera y técnica de 74 empresas observadas entre 1997 y 2005. Utilizaron diferentes especificaciones econométricas de panel, entre ellos un modelo de efectos y coeficientes aleatorios, para estimar una función

de costo cuadrática de múltiples etapas para una muestra de empresas eléctricas. Los resultados empíricos reflejan la presencia de importantes economías de integración vertical y economías de escala para la mayoría de las empresas (superan el 40% de media). Además, los resultados sugieren una variación en las economías de integración vertical entre empresas debido a la heterogeneidad no observada.

## 17.5.6 Un conjunto de países de Europa

Gugler et al. (2017) es la única investigación multi-países. Estudian la existencia de economías de la integración vertical entre la generación y el transporte usando una función de costos totalmente especificada (que incluye un conjunto completo de términos de interacción de los precios de producción y de los insumos) junto con sus ecuaciones de participación de los insumos (lema de Sheppard) y todos los supuestos estándar requeridos (es decir, homogeneidad lineal en los precios de los insumos y simetría en los parámetros). Utilizan datos de panel a nivel de empresas de 28 grandes eléctricas para 16 países europeos en el período 2000-2010. Sus resultados confirman la presencia de sustanciales EIV del

14% para la mediana de las empresas integradas. Además, el EIV tiende a aumentar con el tamaño de la empresa.

(Schmitt & Kucsera, 2014) no estudian directamente el ahorro de costos de la integración vertical, sino más bien el impacto de las reformas regulatorias y la privatización sobre el gasto en I+D de las empresas eléctricas. Con datos de panel de las mayores empresas de servicios públicos de ocho países de la UE entre 1985 a 2010, encuentran una influencia ambigua del proceso de reforma regulatoria europea sobre la inversión en I+D. La evidencia empírica indica que el proceso de liberalización que se aproximaba, es



decir, la competencia cercana, tiene un efecto moderador sobre el gasto en I+D. Al principio las empresas eléctricas reducen sus gastos debido a la mayor incertidumbre y los riesgos adicionales. Sin embargo, una vez que se han establecido las condiciones del marco regulatorio y del mercado y las empresas se han adaptado a la nueva situación, los niveles más altos de competencia influyen positivamente en I+D y los incumbentes invierten más para “escapar” de la competencia.

Además, no encuentran indicios de que la separación (de propiedad) y la regulación de incentivos afecten directamente los gastos de investigación de las empresas de servicios públicos. Por el contrario, la privatización de las empresas de servicios públicos parece tener fuertes consecuencias negativas para la cantidad de gasto en I+D.

---

## 17.5.7 Canadá

---

Houldin (2005) estudia el caso del sistema eléctrico de Ontario (Canadá), utilizando un análisis basado en cifras de costos totales de la industria eléctrica antes y después de su reestructuración. El estudio no detalla la metodología empleada para medir las economías

verticales, y concluye que la desagregación vertical provocó una pérdida de economías de escala y alcance aumentando los costos promedio reales en un 5%.

---

## 17.5.8 Japón

---

Nemoto & Goto (2004) investigan las economías de integración vertical de la industria de servicios eléctricos centrándose en la externalidad tecnológica entre las etapas de generación y transmisión-distribución. Estiman una función de costo de McFadden generalizada simétrica utilizando datos de panel de nueve empresas eléctricas japonesas entre 1981 y 1998. Sus resultados confirman que el capital de generación eleva significativamente los costos de transmisión-distribución como si fuera una externalidad negativa. En consecuencia, sus resultados sugieren que la etapa de generación se sobrecapitaliza de manera ineficiente si se separa de la etapa de transmisión-distribución. Estas deseconomías externas serían eliminadas por la integración vertical que permite la toma de decisiones centralizada en todas las etapas.

Ida & Kuwahara (2004) investigan si la industria de energía eléctrica japonesa es un monopolio natural. Utiliza datos de panel con un modelo de efectos fijos y estima una función de costo translogarítmico para la industria de energía eléctrica japonesa en el período 1978 a 1998. Encuentran que todas las compañías de energía eléctrica aún se benefician de las economías de escala y alcance y concluyen que la industria sigue siendo naturalmente monopolística. También introducen dos tipos de coeficientes de comparación de costos para las economías de alcance y de escala y efectos específicos individuales.

Tabla 22: Trabajos econométricos que estudian economías de escala en Europa y Japón

N.º	Año (Autor)	País	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
1	Jara-Díaz et al. (2004)	España	Panel no equilibrado de 12 empresas eléctricas españolas para el período 1985-1996.	Función de costo cuadrática y ecuaciones de participación de factores SUR.	La empresa media de su muestra presenta economías verticales del 6,5% y horizontales de alrededor del 10%.	Si, baja	Las economías de integración tanto vertical como (EVI) como horizontal (EHI) se calculan mediante economías de alcance.
2	Arocena (2008)	España	12 empresas eléctricas españolas 1989-1997.	Frontera de costos no paramétrica. Análisis Envolvente de Datos.	Ganancias en costos y calidad de la integración vertical (entre 1,1%-4,9%) y la integración horizontal (1,3% -4,3%).	Si, baja	
3	Fraquelli et al. (2005)	Italia	25 empresas municipales italianas 1994-2000.	Función de costo compuesta NLSUR y las ecuaciones de participación de costos de insumos asociadas utilizando un estimador SUR iterado no lineal (NLSUR).	Encontraron economías verticales estadísticamente significativas del 3% para la empresa promedio (que genera alrededor de 300 millones de kWh y distribuye alrededor de 600 millones de kWh).	Si, baja	14 de las empresas presentan integración vertical, 11 solo distribución.
4	Piacenza & Vannoni (2004)	Italia	26 empresas municipales italianas 1994-2000.	Distintas funciones de costos (translogarítmica generalizada, translogarítmica estándar, cuadrática separable, compuesta y general).	El modelo compuesto proporciona una mejor descripción de los datos y destaca la presencia de economías de escala y alcance global para la empresa "mediana" de la muestra. Las economías verticales alcanzan a 6% para la utilidad media.	Si, baja	A diferencia de Franquelli et al. (2005) emplean medidas de producción diferentes, para ver también las economías horizontales en la fase de dist.
5	Fetz y Filippini (2010)	Suiza	Panel no balanceado de 74 empresas 1997 y 2005.	Función de costos cuadrática de múltiples etapas. Estimaron efectos aleatorios y coeficientes aleatorios.	Encuentra economías verticales sustanciales que superan el 40% de media.	Si	El resultado puede explicarse por el bajo tamaño de las empresas públicas de la muestra, que tienen menos de 100.000 clientes.
6	Gugler et al. (2017)	16 Países de Europa	Datos panel nivel de empresas de 28 grandes eléctricas de 16 países europeos (2000-2010).	Función de costos totalmente especificada.	Resultado confirma la presencia de sustanciales EIV del 14% para la mediana de las empresas integradas. Además, el EIV tiende a aumentar con el tamaño de la empresa.	Si	

N.º	Año (Autor)	País	Muestra	Método	Resultados	Presencia de EIV	Comentarios
7	Houldin (2005)	Canadá	Sistema eléctrico de Ontario, Canadá 1996-2003.	No indica.	La desagregación vertical provocó una pérdida de economías de escala y alcance, aumentó los costos promedios un 5%.	Si	Estudio de caso: Análisis de costos luego de la reestructuración del sistema de Ontario.
8	Nemoto & Goto (2004)	Japón	9 Empresas públicas integradas verticalmente. 1981-1998.	Estiman una función de costo de Mc Fadden generalizada simétrica (SUR).	Especialización completa (desagregación completa): 28,1% Existe EIV debido a externalidades tecnológicas entre Gx y Tx-Dx.	Si	
9	Ida & Kuwahara (2004)	Japón	9 Empresas públicas japonesas integradas verticalmente. 1978-1998.	Función de costo translogarítmica y ecuaciones de participación de insumos SUR.	Complementariedades de costos entre Generación y Transmisión.	Si	

Fuente: elaboración propia

## 17.6 Anexo 6: Caracterización física de los SSMM

A grandes rasgos, los SSMM se pueden caracterizar como aquellos sistemas eléctricos que poseen una capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts; tienen una baja densidad de demanda; la empresa distribuidora que abastece a los clientes presta también casi exclusivamente los servicios de transmisión y generación de energía en cada sistema; los sistemas de transmisión son reducidos, puesto que las

centrales se encuentran cercanas a las ciudades abastecidas; la energía se produce principalmente con centrales térmicas a petróleo o gas; los precios a clientes finales son mayores a los pagados por clientes en el Sistema Eléctrico Nacional por presentar menores economías de escala y las fuentes de generación térmicas usadas.

### 17.6.1 Caracterización regulatoria

Como ya se ha señalado con anterioridad la LGSE define a un sistema eléctrico como el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica. En particular, la Ley en su artículo 173° califica a los SSMM como aquellos

sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.

Conforme a la definición legal, en el país existen 9<sup>43</sup> SSMM, los que se encuentran en las regiones de Los Lagos, Aysén del General Carlos Ibáñez del

<sup>43</sup> En el nuevo proceso tarifario se establece el décimo SSMM de Puerto Cisnes

Campo, y Magallanes y de la Antártica Chilena, tal como se muestra a continuación.



## REGIÓN DE AYSÉN DEL GENERAL CARLOS IBÁÑEZ DEL CAMPO

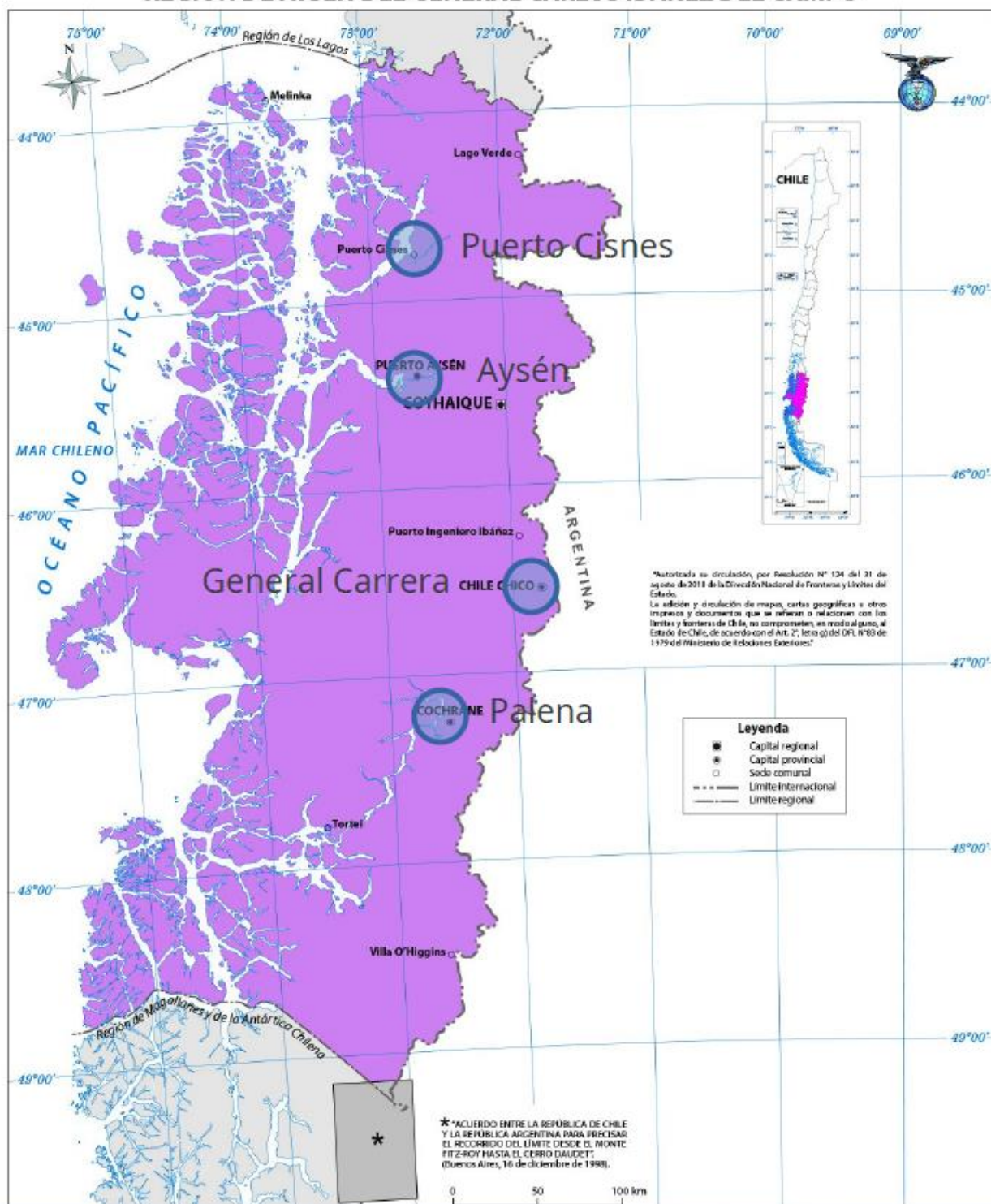


Figura 34: Sistemas Medianos Región de Aysén General Carlos Ibáñez del Campo

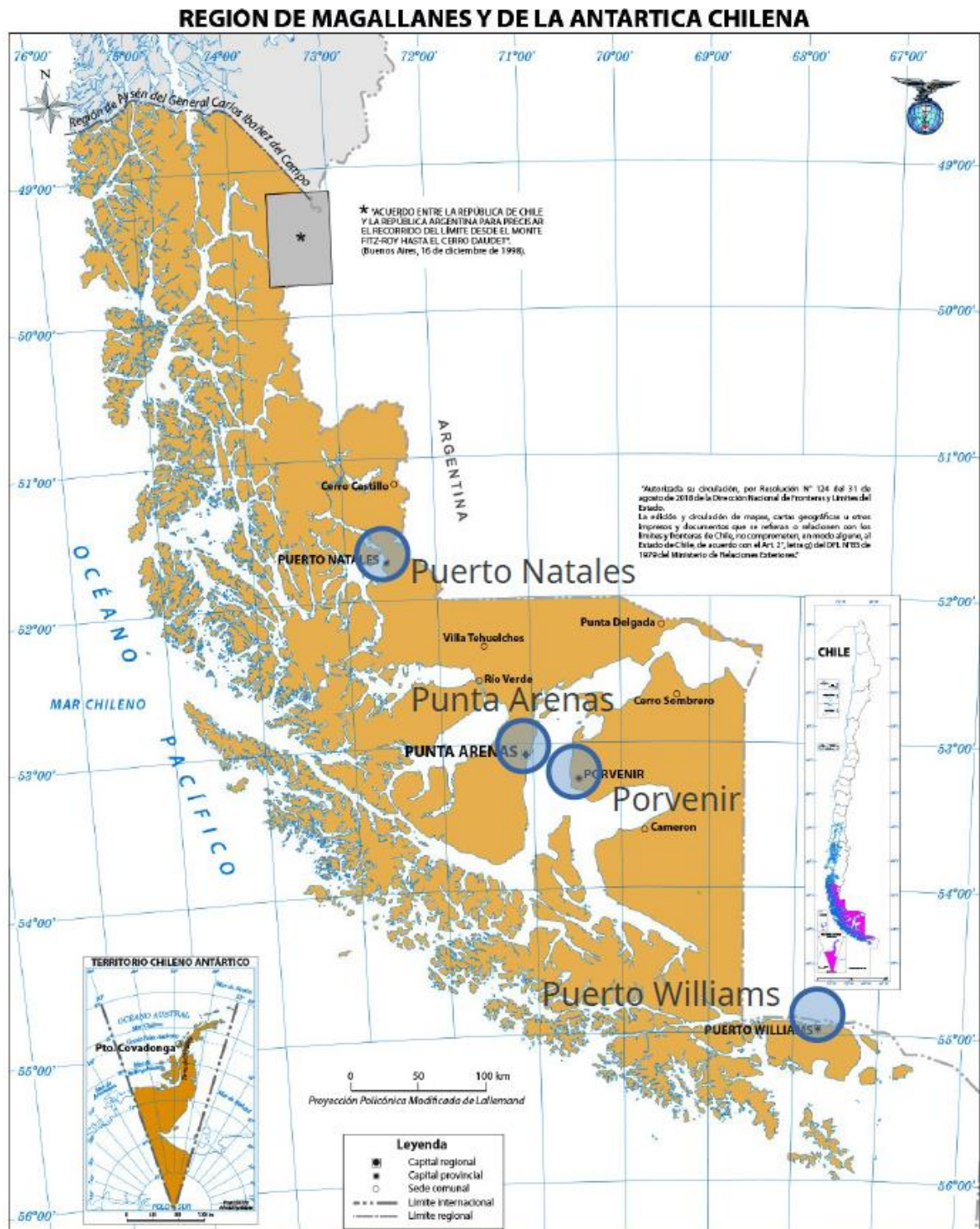


Figura 35: Sistemas Medianos Región de Magallanes y la Antártica Chilena

Fuente: Instituto Geográfico Militar

Como se puede observar en los mapas con las ubicaciones de los SSMM, hay una gran distancia entre las ciudades que son abastecidas, lo que, sumado a la baja densidad poblacional de la zona, no justifican la interconexión de los sistemas entre

ellos, ni mucho menos su interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional o con Argentina.

Es producto de lo anterior que la LGSE contempla una regulación distinta para los SSMM respecto de la que aplica a los consumidores y empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras del Sistema Eléctrico Nacional. Esta regulación

dispone, entre otras materias ya abordadas en el Informe 1, y respecto a lo que interesa en este acápite, que:

1. Se observa una integración vertical, en la que una empresa presta servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica simultáneamente. Cabe mencionar que la legislación no fuerza una integración vertical de las empresas, sólo se hace cargo de una realidad existente.
2. La componente de distribución de la tarifa remunera el valor agregado de distribución, de igual forma que en el resto de las zonas de distribución de sistemas de más de 1.500 kW de capacidad instalada de generación.
3. La componente de transmisión y generación de las tarifas, precio nudo, se calcula cada cuatro años en estudios tarifarios sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.
4. Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que resulten de los estudios tarifarios y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en SSMM, mientras dichos planes se encuentren vigentes.
5. Las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en los SSMM, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.
6. El Coordinador debe realizar la programación de la operación de los SSMM en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador y deben operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones.

Se observa que la tarificación de la componente de generación se hace a costo medio, a diferencia de la situación en el Sistema Eléctrico Nacional donde las inyecciones y retiros de energía desde el sistema

---

## 17.6.2 Demanda de los SSMM

---

Según los Estudios de Planificación y Tarificación de los SSMM presentados por las empresas operadoras para el proceso tarifario 2022-2026, los crecimientos de demanda hasta el año 2035 no serían suficientes para que se supere el umbral

de 200 MW de capacidad instalada de generación, ya que las demandas máximas de los sistemas medianos de Aysén y Punta Arenas llegarían a 41 y 59 MW respectivamente.



Tabla 23: Proyección de Demanda de los SSMM

**Proyección de demanda Sistema Mediano Los Lagos**

Año	Cochamó		Hornopirén	
	MWh	MW	MWh	MW
2022	18.700	3,5	15.378	2,7
2023	20.782	3,6	15.039	2,7
2024	21.162	3,6	15.299	2,7
2025	21.525	3,7	15.606	2,8
2030	22.686	3,9	16.501	2,9
2035	23.429	4,1	17.369	3,1

**Proyección de demanda Sistema Mediano Aysén**

Año	Aysén		General Carrera		Palena		Puerto Cisnes	
	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW
2022	159,700.0	28.4	14,289.0	2.6	14,708.0	2.7	3,626.0	0.6
2023	162,400.0	28.9	14,606.0	2.7	15,233.0	2.8	3,720.0	0.7
2024	168,200.0	29.9	15,169.0	2.8	15,966.0	2.9	3,811.0	0.7
2025	174,300.0	31.0	15,776.0	2.9	16,651.0	3.0	3,906.0	0.7
2030	201,700.0	35.9	18,545.0	3.4	20,070.0	3.7	4,428.0	0.8
2035	229,000.0	40.8	21,286.0	3.9	23,446.0	4.3	4,969.0	0.9

**Proyección de demanda Sistema Mediano Punta Arenas**

Año	Punta Arenas		Puerto Natales		Porvenir		Puerto Williams	
	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW
2022	278.671	45,0	52.143	8,6	30.580	5,0	5.334	0.9
2023	284.208	45,9	53.622	8,8	32.540	5,3	5.441	0.9
2024	290.766	47,0	56.063	9,2	33.583	5,5	6.039	1.0
2025	297.105	48,0	58.791	9,7	35.008	5,8	6.564	1.1
2030	329.643	53,2	72.786	12,0	42.235	6,9	7.599	1.2
2035	363.698	58,7	87.554	14,4	50.021	8,2	8.788	1.4

Fuente: Estudio de Planificación y Tarifación de los SSMM Proceso 2022-2026. Informe presentado por las empresas<sup>44</sup>.

<sup>44</sup> Estos informes se encuentran en etapa de revisión por parte de la CNE, por lo que las proyecciones finales del proceso tarifario podrían cambiar.

## 17.6.3 Generación en los SSM

Tabla 24: Empresas operadoras de los SSMM

Grupos	Sistema	Empresa Principal
Sistema Eléctrico de Los Lagos	Cochamó	Sagesa S.A.
Sistema Eléctrico de Aysén	Hornopirén Aysén Puerto Cisnes General Carrera Palena	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.
Sistema Eléctrico de Magalanes	Puerto Natales Punta Arenas Porvenir Puerto Williams	Edelmag S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, en los sistemas de Los Lagos y Magallanes existen empresas operadoras distintas a las principales, que realizan inyecciones de energía a los sistemas. Las

capacidades instaladas de generación por empresa se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 25: Capacidad instalada de generación SSMM

Grupo	Sistema	Propietario	Capacidad Instalada MW	Participación %
Los Lagos	Cochamó	Compañía Hidroeléctrica Hidroner spa	0,8	13,6%
		Energía Limpia spa	0,7	11,6%
		SAGESA S.A.	4,4	74,8%
		<b>Total Cochamó</b>	<b>5,9</b>	
	Hornopirén	Empresa Eléctrica Cuchildeo SPA	0,8	16,6%
		SAGESA S.A.	3,9	83,4%
<b>Total Hornopirén</b>	<b>4,6</b>			
<b>Total Los Lagos</b>			<b>10,5</b>	
Aysén	Aysén	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	57,6	100%
		<b>Total Aysén</b>	<b>57,6</b>	
	Puerto Cisnes	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	1,7	100%
		<b>Total Puerto Cisnes</b>	<b>1,7</b>	
	General Carrera	Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	4,1	100%
		<b>Total General Carrera</b>	<b>4,1</b>	

		Empresa Eléctrica de Aysén S.A.		
	Palena		7,2	100%
	<b>Total Palena</b>		<b>7,2</b>	
<b>Total Aysén</b>			<b>70,5</b>	
Magallanes	Porvenir	Edelmag S.A.	12,3	100%
	<b>Total Porvenir</b>		<b>12,3</b>	
	Puerto Natales	Edelmag S.A.	15,0	100%
	<b>Total Puerto Natales</b>		<b>15,0</b>	
	Puerto Williams	Edelmag S.A.	2,6	100%
	<b>Total Puerto Williams</b>		<b>2,6</b>	
	Punta Arenas	Edelmag S.A. Pecket Energy S.A. Pecket Energy S.A. y ENAP	100,5 2,6 10,4	88,6% 2,2% 9,1%
<b>Total Palena</b>		<b>113,4</b>		
<b>Total Magallanes</b>			<b>143,4</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de energiaabierta.cl

## 17.6.4 Niveles de tarifas

Dada la baja demanda de los SSMM, no es posible obtener las economías de escala de centrales de generación de gran tamaño y la redundancia y confiabilidad de sistemas interconectados. Adicionalmente, en los SSMM el uso de motores y turbinas a diésel y gas es la principal fuente de energía.

Por las razones anteriores, los niveles de precios de energía y potencia pueden ser notoriamente superiores a los observados en el Sistema

Eléctrico Nacional. El extremo de esto son los precios en el sistema de Puerto Williams, donde el precio de la energía es más de 3 veces el precio en el Sistema Eléctrico Nacional y el de potencia más de 2 veces. En la Tabla siguiente se muestran los precios de nudo promedio indexados a noviembre de 2021 de los SSMM y el precio de nudo equivalente del Sistema Eléctrico Nacional a diciembre de 2021.

Tabla 26: Precios de nudo promedio SSMM a diciembre de 2021

Grupo	Energía [\$/kWh]	Potencia [\$/kWh/mes]
<b>Precio Nudo Promedio</b>		
Cochamó	140,2	15.659,7
Hornopirén	122,1	9.886,6
Aysén	66,3	8.168,4
General Carrera	87,9	15.880,1
Palena	62,9	11.576,8
Puerto Natales	67,9	6.197,5
Puerto Williams	226,0	14.946,3
Punta Arenas	46,6	10.684,0
Porvenir	63,2	7.835

Grupo	Energía [\$/kWh]	Potencia [\$/kWh/mes]
<b>Precio Nudo Equivalente</b>		
Sistema Eléctrico Nacional	64,3	6.218,9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de energiaabierta.cl

## 17.6.5 Fuentes primarias de energía

Debido a que muchos de estos sistemas se encuentran alejados de los principales centros de producción industrial y a la existencia de reservas de gas natural y petróleo en la zona de Magallanes, una componente importante de la fuente primaria de energía para la producción de

energía en los SSMM es en base a hidrocarburos. La siguiente Tabla muestra la generación bruta de energía durante el año 2021 en cada sistema mediano.

Tabla 27: Fuente energética de generación en los SSMM

Grupo	Sistema	Tecnología	Generación Bruta MWh	Participación %	
Aysén	Aysén	Eólica	6.119	3,8%	
		Mini Hidráulica de Pasada	80.329	49,4%	
		Petróleo Diésel	75.742	46,6%	
		Solar Fotovoltáica	487	0,3%	
	<b>Total Aysén</b>			<b>162.678</b>	
	General Carrera	Mini Hidráulica de Pasada	5.814	41,5%	
		Petróleo Diésel	8.208	58,5%	
	<b>Total General Carrera</b>			<b>14.022</b>	
	Palena	Mini Hidráulica de Pasada	9.333	64,7%	
		Petróleo Diésel	5.085	35,3%	
<b>Total Palena</b>			<b>14.419</b>		
Puerto Cisnes	Mini Hidráulica de Pasada	1.834	45,8%		
	Petróleo Diésel	2.171	54,2%		
<b>Total Puerto Cisnes</b>			<b>4.005</b>		
Magallanes	Porvenir	Gas Natural	24.179	89,8%	
		Petróleo Diésel	2.737	10,2%	
	<b>Total Porvenir</b>			<b>26.916</b>	
	Puerto Natales	Gas Natural	48.588	98,1%	
		Petróleo Diésel	939	1,9%	
	<b>Total Puerto Natales</b>			<b>49.527</b>	
		Petróleo Diésel	5.380	100%	
<b>Total Palena</b>			<b>5.380</b>		
Punta Arenas	Eólica	8.264	3,3%		
	Gas Natural	233.933	93,6%		

Grupo	Sistema	Tecnología	Generación Bruta MWh	Participación %
		Petróleo Diésel	7.63	3,1%
<b>Total Punta Arenas</b>			<b>249.827</b>	
Los Lagos	Cochamó	Hidráulica de Pasada	928	9,8%
		Petróleo Diésel	8.549	90,2%
	<b>Total Cochamó</b>		<b>9.477</b>	
	Hornopirén	Mini Hidráulica de Pasada	5.411	35,8%
		Petróleo Diésel	9.686	64,2%
<b>Total Hornopirén</b>			<b>15.097</b>	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de energiaabierta.cl  
 Información de Sistema Puerto Cisnes obtenida de "Estudio de Tarificación de Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes" para proceso tarifario 2022-2026.

## 17.6.6 Planes de expansión de generación y transmisión

Como parte del proceso de tarificación de los sistemas medianos para el período 2022 – 2026, mediante Resolución Exenta N° 429 de 2022 la CNE estableció un catastro de proyectos de generación y transmisión que deben ser evaluados en los estudios de los sistemas

medianos para la elaboración de los planes de expansión óptimos.

Tabla 28: Catastro de proyectos para estudios de tarificación de SSMM

Sistema Mediano	Nombre Proyecto	Titular Proyecto	Tecnología	Capacidad de Generación [kW]
Aysén	Sistema de almacenamiento Alto Baguales I	SAGESA S.A.	Sistema de almacenamiento	5.500
Aysén	Expansión de parque eólico Alto Baguales I	SAGESA S.A.	Eólico	9.000
Aysén	Central los Huemules	Energía S.A.	Gas licuado de petróleo	2.895
Puerto Natales	Central las Lenguas	Inovación Energía S.A.	Gas natural y gas licuado de petróleo	3.675 con GN y 2.895 con GLP
Puerto Williams	Central Navarino	Inovación Energía S.A.	Gas licuado de petróleo	965
Hornopirén	Planta Fotovoltaica Hornopirén	Solar Piemonte Uno Spa	Solar	1.173

Además de los proyectos del catastro, los estudios tarifarios deben determinar los proyectos de

generación y transmisión que sean necesarios para el abastecimiento de la demanda.

sistemas medianos proponen el desarrollo de los siguientes proyectos de generación y transmisión entre los años 2022 y 2026.

Los resultados de los estudios tarifarios presentados por las empresas operadoras de los

Tabla 29: Planes de expansión preliminares estudios tarifarios en curso SSMM

Sistema Mediano	Nombre Proyecto	Tecnología	Capacidad Instalada [kW]	Fecha de puesta en servicio
Aysén	Central Los Huemules	Térmica Diésel	2.895	25-Oct
Aysén	Alto Baguales U1	Eólica	3.000	25-Jun
Aysén	Alto Baguales U2	Eólica	3.000	25-Jun
Aysén	Alto Baguales U3	Eólica	3.000	25-Jun
Aysén	Sistema de Almacenamiento Alto Baguales I	Sistema de almacenamiento	5.500	25-Jun
Hornopirén	Planta Fotovoltaica Hornopirén	Solar	1.173	23-Ago
Puerto Natales	Motor gas natural	Térmica Gas Natural	2.538	24-Ene
Puerto Natales	Motor gas natural	Térmica Gas Natural	2.538	24-Ene
Porvenir	Motor gas natural	Térmica Gas Natural	2.538	24-Ene
Porvenir	Motor gas natural	Térmica Gas Natural	2.538	26-Mar
Puerto Williams	Motor GLP	Térmica GLP	965	24-Jul
Palena	Sin expansión			
General Carrera	Sin expansión			
Puerto Cisnes	Sin expansión			
Cochamó	Sin expansión			
Punta Arenas	Segundo circuito Línea Tres Puentes-Punta Arenas 66kV			25-Dic

Fuente: Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos Proceso 2022-2026. Informe presentado por las empresas<sup>45</sup>.

## 17.6.7 Sistema de transmisión

La transmisión de energía en los SSMM se realiza casi exclusivamente con líneas de 23 y 33 kV, ya que las centrales generadoras se encuentran muy cercanas a las ciudades que son abastecidas, los consumos no son muy elevados y los centros de consumo se encuentran tan separados entre sí que no se ha justificado la interconexión eléctrica

de ellos. Así, en general, el desarrollo de las instalaciones de transmisión ha sido hecho como extensión de las instalaciones de distribución. La excepción a esto es la línea del sistema eléctrico de Punta Arenas, Central Tres Puentes – Punta Arenas de 66 kV.

## 17.6.8 Participación de mercados

Como los ingresos recibidos por las empresas de generación de los SSMM no son públicos, una forma de estimar las participaciones de mercado de cada empresa es a partir de la energía generada por cada una. Como era de esperar, el

suministro de energía a los clientes proviene mayoritariamente de centrales generadoras de las empresas distribuidoras que operan en los SSMM.

Tabla 30: Empresas generadoras y participación en inyecciones de energía por SSMM

Grupo	Sistema Mediano	Propietario	Generación Bruta MWh	Participación %
Aysén	Aysén	Empresa Eléctrica Aysén S.A.	162.678	100%
	General Carrera	Empresa Eléctrica Aysén S.A.	14.022	100%
	Palena	Empresa Eléctrica Aysén S.A.	14.419	100%
	Puerto Cisnes	Empresa Eléctrica Aysén S.A.	4.005	100%
	Porvenir	Edelmag S.A	162.678	100%
	Puerto Natales	Edelmag S.A	14.022	100%
Magallanes	Puerto Williams	Edelmag S.A	14.419	100%
	Punta Arenas	Edelmag S.A	4.005	96,7%

<sup>45</sup> Se debe recordar que la información anterior se obtuvo de los estudios presentados por las empresas operadoras, los que actualmente se encuentran en revisión por parte de la CNE, por lo que los planes de expansión finales del proceso tarifario, y que serán vinculantes para las empresas responsables de la ejecución de las obras, podrían cambiar.

Grupo	Sistema Mediano	Propietario	Generación Bruta MWh	Participación %
		Pecket Energy S.A.	8.264	3,3%
Los Lagos	Cochamó	Edelmag S.A	928	9,8%
		SAGESA S.A.	8.549	90,2%
	Hornopirén	Empresa Eléctrica Cuchildeo S.A.	5.411	35,8%
		Edelmag S.A	9.686	64,2%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de energiaabierta.cl

Generación de sistema Puerto Cisnes obtenida de "ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA, GENERAL CARRERA Y PUERTO CISNES" para proceso tarifario 2022-2026. Informe presentado por la empresa.



## 17.7 Anexo 7: Caracterización de las condiciones de competencia actuales de los SSMM

Al igual que en el resto de los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW, las actividades de distribución se consideran monopolios naturales, por lo que son actividades a tarifas y condiciones de calidad y seguridad de servicio reguladas.

Según la regulación de los SSMM, en particular lo dispuesto en la LGSE y en los DS 23/2015 y 229/2005, no existen licitaciones para el suministro de los clientes regulados, y la estructura general de tarifas se basa en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas debe ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente.

Según la regulación se debe propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En cuanto a las instalaciones de transmisión, su remuneración y expansión surge de los procesos tarifarios, conforme a los principios de seguridad y operación más económica.

De acuerdo a lo anterior, la expansión de los SSMM es la resultante de los procesos tarifarios, y una vez definidos los procesos tarifarios no existe mayor competencia entre los partícipes.

---

### 17.7.1 Condiciones de ingreso al mercado

---

Como dispone la LGSE, los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada SSMM, se determinan conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de estudios técnicos.

Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que resulten de los procesos tarifarios tienen carácter de obligatorios para las empresas que operen en SSMM, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan. En todo caso, las empresas pueden adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, previa autorización de la CNE.

Si bien, no existe una prohibición en la LGSE a que proyectos de generación o transmisión entren en operación sin que medie un plan de expansión, en la práctica esto no ha significado un incentivo a la competencia.

Como casi no existe sistema de transmisión, los proyectos de generación necesariamente deben ser evaluados con sus líneas de inyección hasta las ciudades. A modo de ejemplo, si en la zona de Villa Tehuelche se decidiese instalar una central de 50 MW, el proyecto debe considerar en cualquier caso el desarrollo de nuevas líneas de transmisión hasta Tres Puentes o Punta Arenas.

De manera similar, la instalación de clientes finales fuera del área de concesión de las empresas distribuidoras también debe contemplar el desarrollo de instalaciones de transmisión que les permitan conectarse al sistema eléctrico.

Como resultado de lo anterior, en los estudios tarifarios los proyectos en evaluación "lejanos" ingresan a los planes de expansión sólo si los menores costos variables compensan los mayores costos de transmisión que enfrentará el sistema.

Es importante mencionar que la evaluación de los planes de expansión se hace sólo en función de

las características técnicas y económicas de los proyectos, con independencia de sus propietarios. Así, en la medida que los proyectos de expansión presentados por nuevos interesados a ingresar al sistema sean óptimos, los planes de expansión fijados por el Ministerio deben decretarlos, en desmedro de proyectos de los partícipes actuales.

Cabe señalar que para el ingreso de nuevos partícipes a los segmentos de generación y transmisión no basta con que la evaluación privada de sus respectivos proyectos sea rentable, sino que también deben ser óptimos para el sistema, según la evaluación de los procesos tarifarios.

---

## 17.7.2 Identificación de resguardos de competencia en la regulación y en la provisión de servicios

---

La regulación del sector eléctrico establece resguardos para que las empresas operadoras no abusen de sus posiciones dominantes.

Para reducir los incentivos y espacios a que los estudios tarifarios de las empresas tengan sesgos que las favorezcan, la CNE establece un catastro de proyectos de generación y transmisión que deben ser evaluados en los estudios de los SSMM. Luego, los estudios entregados por las empresas son revisados por la CNE, y las posibles discrepancias con la revisión de la CNE son resueltas por el Panel de Expertos. Finalmente, el Ministerio emite un decreto fijando las tarifas, el que está sujeto a toma de razón de Contraloría.

El Coordinador debe realizar la programación de la operación de los SSMM en los que exista más de una empresa generadora, para lo cual debe definir los criterios y políticas para la programación de la operación del conjunto de las instalaciones interconectadas de cada SSMM, de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar su operación más económica, de acuerdo a la normativa vigente. Esta programación se realiza, entre otros parámetros técnicos, considerando los costos variables de las centrales generadoras. De esta forma, cuando existen varias empresas generadoras en un sistema, no son las empresas las que programan las centrales, sino que un organismo independiente de ellas, evitándose que la empresa integrada verticalmente pueda privilegiar a sus centrales en desmedro de otros partícipes.

Según lo dispuesto por el DS 23/2015, debe existir un Comité Coordinador por cada SSMM en el que exista más de una empresa operando, el que debe estar integrado por las empresas propietarias de las instalaciones a nivel generación-transporte que conforman ese sistema. Este Comité Coordinador además de tener que enviar informes a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia con las estadísticas de la operación real; es el encargado de determinar el monto a facturar por las empresas de generación y transporte a las empresas distribuidoras, según los consumos reales de los sistemas y los precios establecidos en el respectivo decreto tarifario. De esta forma, los cálculos a facturar no quedan a discreción de la empresa distribuidora, reduciendo el riesgo de que ella privilegie a la empresa generadora integrada a ella.

Las licitaciones de los suministros de energía para los clientes regulados de las distribuidoras en el Sistema Eléctrico Nacional y las efectuadas por clientes libres para sus consumos propios, permiten a las empresas generadoras estabilizar sus ingresos, compensando las variaciones que pueden presentar sus inyecciones de energía valorizadas a costo marginal. Así, los proyectos de generación se materializan principalmente luego que sus propietarios se hayan adjudicado licitaciones de suministro. Por esto, la discriminación arbitraria de ciertos participantes en las licitaciones puede traducirse en una forma de reducir la oferta en el segmento de generación, elevando los precios a clientes finales resultantes. Por esta razón la Comisión Resolutiva en sus resoluciones N.º 488 / 1997 y N.º 667 / 2002 hizo

hincapié en que Chilectra, integrada verticalmente con Endesa, efectuase licitaciones de suministro transparentes y sin discriminaciones.

Sin embargo, en los SSMM, las empresas distribuidoras no realizan licitaciones de sus suministros de energía, ya que son abastecidas

por el conjunto de instalaciones de generación y transmisión. De esta forma, no existe la ocasión para que las empresas distribuidoras "liciten" a sus propias centrales en desmedro de otros partícipes para obtener mayores precios de venta a los clientes finales.

---

### 17.7.3 Identificación de beneficios de la integración vertical en SSMM

---

Como se ha señalado, los SSMM tienen bajas demandas eléctricas, por lo que no es posible lograr las economías de escala de centrales generadoras de gran tamaño. Adicionalmente, la instalación de nuevos proyectos de generación debe hacerse cargo de nuevas instalaciones de transmisión, ya que no existe un sistema de transmisión. Por esto, el ingreso de nuevos partícipes al sector ha sido baja.

Como consecuencia de lo anterior, históricamente las evaluaciones de inversión de las empresas mejoraron e hicieron viables inversiones al considerar la estructura y organización de la empresa distribuidora como plataforma de desarrollo y financiamiento.

De forma similar, como gran parte de las centrales de generación usadas son motores y turbinas térmicos, ellas se pudieron instalar muy cerca de los consumidores finales, lo que permitió y permite el uso de las redes de distribución como sistema de transmisión.

Como las tarifas de distribución, y las de generación-transmisión de los SSMM se encuentran reguladas, la estructura y organización de la empresa distribuidora no se traspasa a precios dos veces, sino que sólo la parte del giro de distribución se remunera por el Valor Agregado de Distribución y la del giro de generación-transmisión se remunera por los precios de nudo.

La tarificación de un plan de expansión vinculante para las empresas operadoras impide que se especule con nuevos proyectos de generación que no se materialicen, los que a su vez cohíban a nuevos interesados y restrinjan la oferta de generación. Si bien esta especulación se puede dar en zonas de poca capacidad de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, la menor redundancia de centrales en los SSMM, hacen que el efecto en la oferta disponible sea mayor.

---

### 17.7.4 Identificación de riesgos de la integración vertical en SSMM

---

La integración vertical de empresas operadoras de los SSMM puede generar riesgos para la competencia cuando ellas tengan la capacidad y los incentivos para excluir rivales, ya sea mediante el cierre total o parcial de insumos o clientes.

Aunque existen resguardos regulatorios, los estudios tarifarios contratados por las empresas

operadoras existentes definen el plan de expansión preliminar, y valores preliminares de los costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo; lo que eventualmente podría prestarse para que las empresas operadoras privilegien los proyectos de expansión propios o castiguen los costos de operación de las empresas rivales. Además,

durante el desarrollo de los estudios y hasta la entrega a la CNE, las empresas operadoras manejan información que no está al alcance de terceros y otros interesados.

Como la producción de energía está concentrada en pocas empresas de generación, los clientes libres de SSMM que deben licitar sus suministros de energía quedan cautivos a la empresa distribuidora<sup>46</sup> a la que se conectan. Se observa eso sí, que este riesgo se debe principalmente a lo

concentrado del segmento de generación y no a que la empresa distribuidora esté integrada con la empresa generadora principal.

A la anterior se agrega la situación ya descrita en el Informe 1 respecto a la obligación de las distribuidoras de contar con giro exclusivo y por ende la imposibilidad de contar con nuevos clientes libres.

---

## 17.7.5 Mitigación de riesgos producto de la integración vertical

---

De forma complementaria a la decisión de introducir o no restricciones a la integración vertical, se pueden introducir mecanismos regulatorios para mitigar los riesgos identificados.

Para el desarrollo de los estudios de los SSMM se puede considerar un esquema similar al sistema de transmisión nacional, en el cual el estudio es contratado y supervisado de forma independiente de las empresas. Así, la

información preliminar, antecedentes, informes y resultados es pública y posible de discrepar por los interesados.

Para aumentar la competencia en el segmento de generación se pueden establecer licitaciones, tal como se propone en el numeral 9.4 del presente informe.

## 17.8 Anexo 8: Incentivo al uso de fuentes de energía renovable no convencionales en las ZNI colombianas

Respecto a la promoción de soluciones energéticas y financiación de proyectos en las ZNI, en 1999 se creó el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas, a partir de una reestructuración que hizo el Gobierno al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) con el objeto de identificar, planificar y promover “soluciones energéticas integrales, viables financieramente y sostenibles en el largo plazo, para las zonas no interconectadas del país”

(artículo 2, Decreto 1140 de 1999). En 2004 se reestructuró este instituto mediante el Decreto 257, en el que se agregaron nuevos detalles a su razón social, objeto y funciones. Se cambió el nombre, pasó a llamarse Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) y se le dio nuevas atribuciones y funciones enfocadas específicamente a las ZNI.

---

<sup>46</sup> Es necesario tener presente que a la fecha no se encuentra zanjado si la restricción del artículo 8 ter sobre giro exclusivo es aplicable a los SSMM.

Al respecto, el ministro de Energía anunció la presentación de un proyecto de ley donde se excluya expresamente a los SSMM

El Gobierno Nacional a través de diferentes fuentes de financiamiento impulsa inversiones en las ZNI. **El fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI)** se creó mediante la Ley 633 de 2000 (artículos 81-83) y fue reglamentado por el Decreto 2884 de 2001, financia los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI, propuestos y presentados por los entes territoriales, por las Empresas Prestadoras del Servicio de Energía Eléctrica y por el IPSE. Sus recursos provienen principalmente de las transacciones realizadas al mercado mayorista de energía. La vigencia de este fondo se extendió hasta el año 2022 y con la ley 1753 de 2015 se le otorgó a tal fondo recibir \$1.90 por cada kWh despachado en la bolsa de energía de los cuales \$0.40 son destinados para el financiamiento de las **Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)**.

La ley 855 del 18 de diciembre de 2003, define las localidades que se consideran ZNI y establece las prioridades en la asignación de los recursos del FAZNI. Los planes, programas y proyectos que serán elegibles para asignación de fondos del FAZNI se podrán presentar por medio de los siguientes mecanismos:

1. Como resultado de las invitaciones públicas diseñadas por el Ministerio de Minas y Energía para proyectos de inversión en infraestructura en las ZNI.
2. Como resultado de las invitaciones públicas diseñadas por el Ministerio de Minas y Energía para la implementación parcial o total de la infraestructura requerida por medio de los esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI de que habla el artículo 65 de la ley 1151 de 2007.
3. Por iniciativa de las Entidades Territoriales, del IPSE, o de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica ya sean éstas pertenecientes al SIN, o a las ZZNI. En caso de que los proyectos hagan parte de los esquemas descritos en los numerales 1 y 2, los mismos no podrán ser presentados mediante el mecanismo descrito en este numeral.

Otro fondo, **El Sistema General de Regalías (SGR)** antes llamado el Fondo Nacional de Regalías (FNR), es un esquema de coordinación entre las entidades territoriales y el Gobierno Nacional mediante el cual se determina la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Los recursos se distribuyen en todos los departamentos del país a través del Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación (FCTI), Fondo de Desarrollo Regional (FDR) y Fondo de Compensación Regional (FCR). Todos los recursos del SGR financian proyectos de inversión presentados por las entidades territoriales a los Órganos Colegiados de Administración y Decisión - OCAD, quienes serán los encargados de definirlos, evaluarlos, viabilizarlos, priorizarlos, aprobarlos y designar el ejecutor de estos.

Otros programas que incentivan y financian energías renovables no convencionales en las ZNI son Programa Luces para Aprender, planes de Energización Rural Sostenibles (PERS), Proyectos IPSE, Plan Fronteras para la Prosperidad (PFP), Plan Todos Somos PAZcífico.

Recientemente se promulgó la Ley 2099 de 2021, que ayuda a profundizar, promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales renovables de energía, sus sistemas de almacenamiento y uso eficiente en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las ZNI, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad de abastecimiento energético.

La nueva Ley 2099 de 2021 pretende la definición de una nueva política pública que supere las condiciones deficientes y de pésima calidad actual, y que garantice efectivamente la utilización de las distintas fuentes de energías renovables, incluidos los recursos locales, como una opción

que facilite el acceso al servicio a las comunidades asentadas en las ZNI (Palomo-García, 2021<sup>47</sup>).

## 17.9 Anexo 9: Catastro de proyectos de hidrógeno verde

En el catastro entregado por el Ministerio se observan proyectos de hidrógeno verde con capacidades de generación que superan ampliamente el límite de 200 MW.

Tabla 31: Clasificación de proyectos de hidrógeno por capacidad de generación

Rango	Aysén	Porvenir	Punta Arenas	Total por rango
<200 MW	1		1	2
>= 200 MW		2	7	9
Total por sistema	1	2	8	11

Fuente: elaboración propia.

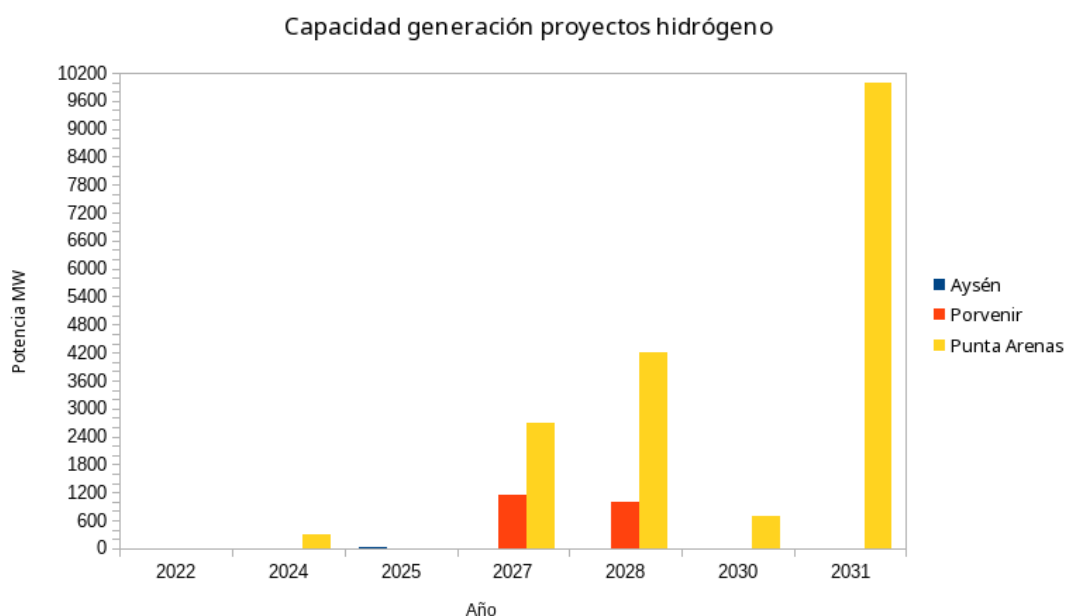


Figura 36: Capacidad instalada de generación de proyectos de hidrógeno verde

Fuente: elaboración propia

Por lo anterior, los SSMM no podrían dar suministro a consumos síncronos de gran parte de los proyectos y sólo una pequeña fracción de sus unidades de generación eléctrica podrían

operar de forma síncrona con los sistemas medianos.

Cabe señalar que en el gráfico anterior se ha asignado al SSMM de Punta Arenas los proyectos

<sup>47</sup> Blog sector minero energético Instituto de Estudios en Regulación Minera, Petrolera y Energética <https://boletinmineroenergetico.ueexternado.edu.co/nuevas-regulaciones-para-la-prestacion-del-servicio-electrico-en-las-zonas-no-interconectadas-en-la-ley>

[2099-de-2021/#:~:text=%5B3%5D%20Ley%20855%20de%202020,el%2052%25%20del%20territorio%20colombiano](https://www.leyes.gov.co/contenido/ley-2021-03-el-territorio-colombiano)

de hidrógeno proyectados para la comuna de San Gregorio. Sin embargo, la comuna de San Gregorio no es abastecida por el sistema de Punta Arenas, sino que corresponde a un sistema inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en los que sólo se fija el valor agregado de distribución y los precios máximos para los suministros son acordados entre el alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúan los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que corresponda. Dependiendo de la capacidad de generación que se conecte a estos sistemas, ellos pueden pasar a ser SSMM o parte del Sistema Eléctrico Nacional, debiendo adoptarse la regulación respectiva.

En el catastro recibido, hay dos proyectos, uno proyectado para Aysén (Kosten Aike de 36 MW) y otro para Punta Arenas (HIF Haru Oni - Fase 1 de 3,4 MW) que por sus tamaños podrían funcionar en sincronismo con el respectivo SSMM. La conexión de estos proyectos no gatillarían un cambio de la regulación aplicable al SSMM.

La operación síncrona de cualquiera de los otros proyectos de hidrógeno con los SSMM haría que estos pasen a ser un sistema igual o superior a 200 MW de capacidad instalada de generación al que debiesen aplicárseles las mismas reglas que al SEN con las dificultades ya señaladas.

## 17.10 Anexo 10: DS 13/2022, del Ministerio de Energía que aprueba el reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno.

El 13 de febrero de 2021 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.305, sobre Eficiencia Energética, que introdujo modificaciones al Decreto Ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería y al Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1978, del Ministerio de Minería, que deroga el Decreto N° 20, de 1964, y lo reemplaza por las disposiciones que indica, a efectos de incorporar al hidrógeno y a los combustibles obtenidos de él como parte integrante del sector energía. En virtud de lo anterior, se elaboró el señalado reglamento, el que establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de hidrógeno con fines energéticos, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección, puesta en servicio y término definitivo de operaciones, y en las cuales se realizan las actividades de producción, acondicionamiento, almacenamiento, envasado y consumo de hidrógeno. Se establecen, además, las obligaciones y responsabilidades de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades, con el objeto de desarrollarlas en forma segura, controlando el riesgo inherente a ellas, de manera tal, que no constituyan peligro para las personas o las cosas.

Al día de hoy (y mientras el reglamento no entre en vigencia) la Superintendencia de Electricidad y Combustibles elaboró una guía de apoyo para solicitar la autorización de proyectos especiales de hidrógeno ante la Superintendencia, la que fue aprobada mediante la Resolución Exenta N° 34.273, de 19 de marzo de 2021, de dicha entidad.

Finalmente, a pesar de todo lo señalado, al no estar regulada esta materia en la LGSE y ser susceptible de interpretación, no faltaría alguna persona que determinase que un proyecto de hidrógeno verde no interconectado a un sistema eléctrico existente podría considerarse en sí mismo un sistema eléctrico, aduciendo que cabría interpretar el artículo 225° letra a) de la LGSE en términos amplios considerando que para ser sistema eléctrico basta la capacidad instalada y la interconexión de las instalaciones sin considerar la exigencia de la distribución en particular. De prosperar esta línea interpretativa al señalado proyecto le afectarían todas las normas de la LGSE aplicables a cualquier sistema eléctrico. Dependiendo de la capacidad instalada de generación del proyecto de hidrógeno verde (considerado sistema eléctrico) serían las normas que lo regularían: en caso de ser inferior a 200 MW las de los SSMM, y en caso de ser igual o

superior a 200 MW las del SEN. Por lo anterior, sería muy conveniente, para brindar certeza y seguridad jurídica a los inversionistas, regular esta materia.

## 17.11 Anexo 11: Definición de monopolio natural

### 17.11.1 Monopolio natural uni-producto

Un Monopolio Natural se define como la estructura de mercado en la cual el menor costo de producción para satisfacer a la demanda se consigue con una única firma. Es decir, la producción concentrada en una sola empresa es menos costosa que su fragmentación en varias unidades productivas.

Este argumento se deriva básicamente de la duplicación de activos fijos cuando se produce por varias empresas. También puede haber razones de complementariedad en la producción. El tamaño del mercado también es importante. Por ejemplo, un mercado incipiente podría describirse como un monopolio natural, pero si la demanda

es lo suficientemente grande, puede dar lugar a que el mínimo costo no se logre con una única firma.

#### 17.11.1.1 Subaditividad de costos

Una estructura de costos "subaditiva" significa que el costo total de la producción de una sola empresa es menor que el de la producción fragmentada en varias empresas. Es decir: Subaditividad de costos:



Figura 37: Identificación de riesgos

Fuente: elaboración propia.

#### 17.11.1.2 Economías a escala

Se refiere a costos medios de largo plazo decrecientes en un tramo relevante de producción  $q$ . En este tramo, producir más ampliando el tamaño de planta de una empresa, conlleva a un menor costo promedio.

$$0 < q_j < q_i \leq \bar{q}$$

La existencia de economías a escala es condición suficiente pero no necesaria para un monopolio natural (o subaditividad). Se puede demostrar que, si una firma muestra costos medios crecientes, igual puede ser un monopolio natural o presentar subaditividad de costos. Esto se mostrará gráficamente a través de la Figura 38.



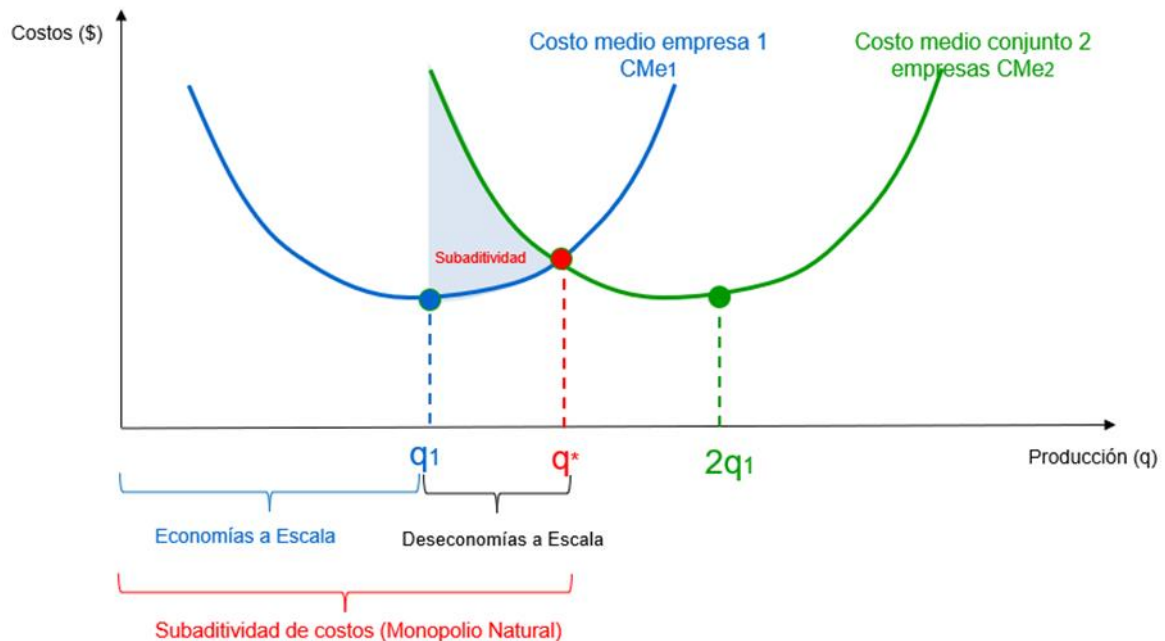


Figura 38: Economías de escala, subaditividad y monopolio natural

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 38 muestra la curva de costos medios de largo plazo para una firma (CMe1) y para la producción conjunta de dos firmas (CMe2). La intersección de ambas curvas ( $q^*$ ) define el rango de hasta donde existe subaditividad. Al producir cantidades inferiores a  $q^*$  existe subaditividad de

costos, por lo cual, si la demanda se ubica en dicho rango, es más conveniente que produzca solo una empresa, es decir, existirá un monopolio natural. El rango de economías de escala se ubica entre 0 y  $q_1$ , mientras que entre  $q_1$  y  $q^*$ , se verifica subaditividad de costos con deseconomías de escala (área sombreada celeste).

## 17.11.2 Monopolio natural multiproducto

Hasta ahora hemos considerado solamente el caso de un monopolio natural que produce un único producto. No obstante, la mayor parte de los monopolios regulados son empresas multiproducto. En este caso, la presencia de economías de escala no es una condición ni necesaria ni suficiente para la existencia de subaditividad (o monopolio natural). La razón se encuentra en que la interdependencia también es importante. La interdependencia entre los costos de producir varios bienes o servicios suele medirse a través del concepto de economías de alcance o ámbito.

Las economías de alcance o ámbito (*scope*) implican que la producción de una variedad de productos (2 o más) por una sola empresa es menos costosa que la producción a través de varias firmas especializadas. Es decir:

$$C(q_A + q_B) < C(q_A, 0) + C(0, q_B)$$

Donde A y B son dos tipos de productos

La existencia de subaditividad de costos y, por lo tanto, de monopolio natural, en el caso de firmas multiproducto, depende de la existencia de economías de escala y de alcance. A diferencia del caso de un solo producto, la presencia de

economías de escala podría ser contrarrestada por deseconomías de alcance y no alcanzarse la condición de subaditividad.

## 17.12 Anexo 12: Síntesis y conclusiones de las entrevistas

---

### 17.12.1 Opiniones de operadores, desarrolladores y reguladores

---

En la presente sección se sintetizan los resultados de las entrevistas realizadas a desarrolladores de proyectos, reguladores y operadores de los SSMM.

Se sostuvieron entrevistas con profesionales considerados en la categoría de reguladores. En cuanto a los desarrolladores de proyecto se sintetizan las opiniones de tres proyectos. En cuanto a los desarrolladores es necesario distinguir que uno de los proyectos entrevistados tiene considerado conectarse a un SSMM con la finalidad de inyectar energía y los otros dos no tenían considerado conectarse. En la misma categoría, aun sin serlo, se consideraron las opiniones asociaciones gremiales. Finalmente, en la categoría de operadores de los SSMM se entrevistó a dos instituciones.

Tabla 32: Síntesis de entrevistas

N°	Categoría entrevistada	Materia	Opiniones
1	Reguladores	Principales barreras regulatorias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reconocimiento de la inversión solo por 4 años</li> <li>• Definición de autoproducer</li> <li>• Acceso abierto</li> <li>• Giro único de transmisión</li> <li>• Definición de SSMM</li> <li>• Transición de un SSMM a un sistema de capacidad de generación igual o superior a 200 MW</li> <li>• Certificación proyectos de hidrógeno verde</li> </ul>
2		Principales barreras técnicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexión de los proyectos a la red</li> <li>• Tamaño de los proyectos de hidrógeno</li> </ul>
3		Proyectos de hidrógeno que no se conectan a la red	La normativa que les aplica está muy poco desarrollada
4		Integración vertical en los SSMM	No se visualiza como un problema para el desarrollo de los proyectos
5		Conexión con Argentina	No se visualiza como una alternativa
6	Desarrolladores	Principales barreras regulatorias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos opinan que el reconocimiento de la inversión solo por 4 años es un problema</li> <li>• Acceso abierto</li> <li>• Regulación asociada a la seguridad y al diseño y operación de las plantas</li> <li>• Límite de 200 MW</li> </ul> <p>Certificación renovable de los proyectos de hidrógeno verde</p>

N°	Categoría entrevistada	Materia	Opiniones
7		Principales barreras técnicas	El tamaño de los proyectos.
8		Consideraciones ambientales y sociales	Los proyectos de hidrógeno podrían contribuir a la región de distintas maneras. Es importante que las comunidades los validen
9		Proyectos de hidrógeno que no se conectan a la red	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No los afecta la regulación de los SSMM</li> <li>• No consideran la posibilidad de conectarse</li> <li>• Las mejoras regulatorias siempre son un aporte</li> </ul>
10		Integración vertical	No se visualiza como un problema
11		Conexión con Argentina	No es un tema que se considere. Las condiciones políticas no dan garantías a los inversionistas.
12	Operadores	Principales barreras regulatorias	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ambos operadores entrevistados coinciden que es importante revisar el reconocimiento de la inversión por más de 4 años y la obligatoriedad del plan de expansión.</li> <li>• Uno de los entrevistados ve como importante acoplar las tarifas e incorporar a los SSMM en el PNP, el otro no se ha planteado el tema.</li> <li>• Perfeccionar la manera en que se recaudan y reparten los ingresos en los SSMM.</li> <li>• La definición de SSMM en función del límite de 200 MW puede ser insuficiente. Habría que considerar otras variables.</li> </ul>
13		Principales barreras técnicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No existen problemas técnicos para la conexión de proyectos de pequeña escala donde el SSMM aportará energía de respaldo.</li> <li>• Los grandes proyectos no tienen considerado conectarse y se ve muy difícil por su tamaño y por su ubicación lejos de las redes existentes.</li> </ul>

N°	Categoría entrevistada	Materia	Opiniones
14		Consideraciones ambientales y sociales	<p>Ambos operadores coinciden en que los proyectos podrían aportar a la comunidad, pero no por necesidad del proyecto sino para su validación. Podrían servir de respaldo, pero es difícil de resolver el tema porque se ubicarán lejos de las redes.</p> <p>Los proyectos podrían contribuir a una matriz más renovable.</p>
15		Integración vertical	No se visualiza como un problema.
16		Conexión con Argentina	No se visualiza como una solución o como algo que pueda ocurrir.

## 17.12.2 Principales conclusiones de las entrevistas

En términos generales todos los entrevistados, sean reguladores, desarrolladores y operadores de los sistemas medianos coinciden en la necesidad de ajustar y perfeccionar la regulación de los SSMM.

De los tres proyectos entrevistados solo uno tiene pensado conectarse a la red de los SSMM, siempre y cuando el **reconocimiento de la inversión sea por más de 4 años**. Se trata de una importante barrera la que si no es levantada implicará que no seguirán adelante con el desarrollo del proyecto, pues es un proyecto que utilizaría el hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía para generar un perfil de generación eléctrica estable y predecible. **El acceso a la red** también fue levantado como una eventual barrera producto de los eventuales conflictos de interés entre el operador y propietario de las subestaciones, el que también posee activos de generación, y los proyectos de terceros.

Los restantes proyectos no estarían interesados en conectarse a la red en consideración al tamaño de sus proyectos y al modelo de negocio como fue concebido, orientado más bien a la exportación del hidrógeno o la producción de otros energéticos y no al consumo interno, no requiriéndose de la red de los SSMM. Lo anterior, ha implicado que **no han realizado un mayor análisis regulatorio ni tampoco han identificado las barreras para conectarse**, pero se **manifiestan interesados en los cambios que pudiesen realizarse y en poder ser ellos un aporte a los SSMM**, y a la región y comuna donde se emplazarán, sea como respaldo frente a contingencias o transformándose en un aporte a la transición hacia una matriz más renovable. El interés de lo anterior es gozar de un buen relacionamiento con las comunidades que les permita validar el proyecto y que éste pueda realizar aportes concretos y perceptibles a la región. Todos coinciden en la necesidad de mejorar la planificación en cuanto al reconocimiento de las inversiones que se requieren.

Cabe destacar como una barrera para la conexión de los proyectos el hecho que la **certificación**

**renovable de los proyectos no está resuelta**, más aún que los SSMM cuentan con una matriz mayoritariamente térmica. Lo anterior coincide con el levantamiento contenido en el Anexo N° 17.2 sobre la revisión de las barreras del levantamiento internacional donde se señaló que existe una falta, a nivel de coordinación entre países para establecer un mecanismo de certificación internacionalmente reconocido que permita facilitar el comercio internacional de hidrógeno verde.

Desde el ángulo de los reguladores, cabe señalar que no se está abordando el tema del desarrollo de proyectos de hidrógeno y su eventual conexión a algún SSMM de manera conjunta. La principal preocupación de la SEC son las materias de seguridad de las plantas de hidrógeno propiamente tal y no el desarrollo de los SSMM, así como la CNE se encuentra enfocada en el actual proceso tarifario donde mediante las bases del proceso ha intentado introducir mejoras, las que se estiman menores por existir importantes barreras legales. Su trabajo está orientado principalmente a mejorar la regulación de los SSMM como tales, pero no desde el enfoque del desarrollo de los proyectos de hidrógeno, considerando además que el tamaño de los mismos hace inviable en esta etapa su conexión a la red. Cabe destacar que la CNE si ha realizado propuestas a la regulación para mejorar la incorporación de clientes libres y autoprodutores a los SSMM.

Finalmente, desde el regulador se observa que la principal dificultad para la conexión de **proyectos de hidrógeno es el reconocimiento de la inversión**, el que debiese al menos garantizarse por 12 años; y la situación particular del subsidio del gas en Magallanes que impide a otras tecnologías competir.

En cuanto a los operadores de los SSMM, éstos coinciden en la necesidad de mejorar la regulación en materias tales como la planificación donde lo más importante es el reconocimiento de la inversión por más de 4 años.

Por último, en términos generales cabría concluir que no existe una mirada regulatoria integral que

proyecte el desarrollo conjunto de los SSMM con los proyectos de hidrógeno de gran y pequeña escala.