

UNIVERSIDAD DE LAS AMÉRICAS
FACULTAD DE INGENIERÍA Y NEGOCIOS
INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL

PROYECTO DE TITULO

“PROPUESTA DE UN RECURSO ENERGÉTICO DISPONIBLE EN CHILE PARA UNA
MEJORA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA”

*Trabajo de Título presentado en conformidad a los requisitos para obtener
el título de Ingeniero Civil Industrial*

ALUMNO: DAVID ANTONIO TAPIA ORE

RUT: 24.130.603-8

PROFESOR GUÍA: CHRISTIAN VERGARA

14 DE MARZO 2017

PROPUESTA DE UN RECURSO ENERGÉTICO DISPONIBLE EN CHILE PARA UNA MEJORA DE LA MATRIZ ENERGÉTICA

Contenido

| | |
|--|----|
| RESUMEN..... | 5 |
| ABREVIATURAS:..... | 6 |
| I ANTECEDENTES..... | 7 |
| I.1 SITUACIÓN ACTUAL..... | 7 |
| I.1.1 REGIONES DE CHILE QUE COMPRENDEN CADA SISTEMA ELÉCTRICO..... | 8 |
| I.1.1.1 SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING)..... | 8 |
| I.1.1.2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC)..... | 8 |
| I.1.1.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE AYSÉN (SEA)..... | 8 |
| I.1.1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE MAGALLANES (SEM)..... | 8 |
| I.1.2 CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN Y GENERACIÓN ELÉCTRICA..... | 9 |
| I.1.3 CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA EN CHILE EN EL AÑO 2015..... | 9 |
| I.1.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA UTILIZADA EN CHILE EN EL AÑO 2015..... | 11 |
| I.2 PROBLEMÁTICA..... | 13 |
| I.2.1 Sector generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad:..... | 14 |
| I.2.2 Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles:..... | 14 |
| I.2.3 Sector industria y minería:..... | 15 |
| I.3 OBJETIVO GENERAL..... | 16 |
| I.4 OBJETIVO ESPECÍFICO..... | 16 |
| I.5 ALCANCE..... | 16 |
| I.6 LIMITACIONES..... | 16 |
| II DESCRIPCIÓN DE LO QUE HAY EN LA ACTUALIDAD..... | 17 |
| II.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN..... | 17 |
| II.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA A DIESEL..... | 17 |
| II.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL..... | 18 |
| II.4 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE PASADA..... | 18 |
| II.5 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE..... | 19 |
| II.6 GENERACIÓN MINI HIDROELÉCTRICA DE PASADA..... | 19 |
| II.7 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 20 |
| II.8 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – EÓLICA..... | 20 |

| | | |
|--------|---|----|
| II.9 | ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – BIOMASA..... | 21 |
| II.10 | IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES..... | 21 |
| II.11 | EXPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES..... | 22 |
| III.- | UBICACIÓN EN CHILE DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA..... | 24 |
| III.1 | GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN..... | 24 |
| III.2 | GENERACIÓN ELÉCTRICA A DIESEL..... | 24 |
| III.3 | GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL..... | 26 |
| III.4 | GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE PASADA..... | 26 |
| III.5 | GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE..... | 28 |
| III.6 | ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 28 |
| III.7 | ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – EÓLICA..... | 29 |
| III.8 | ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – BIOMASA..... | 29 |
| III.9 | PARA DÓNDE SE DISTRIBUYEN..... | 30 |
| IV | NECESIDADES ENERGÉTICAS EN CHILE AL AÑO 2050..... | 31 |
| IV.1 | ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DEL PAÍS..... | 31 |
| IV.2 | GEOPOLÍTICA..... | 33 |
| V | EL GAS NATURAL EN CHILE EN LA ACTUALIDAD..... | 35 |
| V.1 | DE DÓNDE SE OBTIENE EL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD..... | 35 |
| V.2 | DÓNDE SE RECIBE EL GAS NATURAL EN CHILE EN LA ACTUALIDAD..... | 36 |
| V.3 | HACIA DÓNDE SE DISTRIBUYE EL GAS NATURAL HOY..... | 36 |
| VI | ANÁLISIS DEL RECURSO ENERGÉTICO SHALE GAS..... | 37 |
| VI.1 | GEOGRAFÍA..... | 37 |
| VI.2 | CUÁNTO PRODUCE..... | 38 |
| VI.3 | DEMANDA EN CHILE AL AÑO 2050..... | 40 |
| VI.3.1 | RESERVAS DE GAS NATURAL TÉCNICAMENTE RECUPERABLES EN CHILE..... | 40 |
| VI.3.2 | CÁLCULO DE COMBUSTIBLE FÓSIL PARA GENERAR 1kWh DE ENERGÍA ELÉCTRICA:..... | 40 |
| VI.3.3 | CÁLCULO DE COMBUSTIBLE FÓSIL PARA GENERAR 1GWh DE ENERGÍA ELÉCTRICA:..... | 43 |
| VI.3.4 | ANÁLISIS DE DISTINTOS ESCENARIOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE AL AÑO 2050. | 44 |
| VI.4 | RELEVANCIA SOCIAL..... | 52 |
| VI.5 | RELEVANCIA AMBIENTAL..... | 53 |
| VII | COSTOS..... | 54 |
| VII.1 | PRECIOS DEL GAS NATURAL..... | 54 |
| VII.1 | COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)..... | 55 |
| VIII | CONCLUSIONES..... | 59 |

| | | |
|------|---------------------------------|----|
| IX | RECOMENDACIONES..... | 60 |
| X | BIBIOLOGRAFÍA..... | 61 |
| XI | ANEXOS..... | 62 |
| XI.1 | TRANSPORTE DEL GAS NATURAL..... | 63 |

RESUMEN

El contexto energético nacional consiste principalmente de la importación de energéticos, tales como el Diesel, Carbón y gas natural, dichos energéticos son utilizados para la generación eléctrica del país y por ende forman parte de la Matriz Energética de Chile, los cuales dependen en gran medida de la oferta de estos hidrocarburos y de sus respectivos precios internacionales.

Las propiedades del Diesel son altamente contaminantes para el medio ambiente, en menor proporción se encuentra el gas natural. El Diesel se emplea en la generación de electricidad, en la industria manufacturera y en el parque automotor, el gas natural se puede emplear en los mismos campos que el Diesel.

Parte importante de la generación termoeléctrica en Chile consiste en generación a carbón, derivados del carbón, diesel, y centrales a gas. La central termoeléctrica con menores costos medio de generación es la de carbón/petcoke, la segunda con menor costo es la de gas natural.

En el contexto internacional, principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica, se está extrayendo y exportando gas no convencional, a inicios del 2016, Chile fue uno de los primeros países compradores de este gas.

El desarrollo de este estudio pretende aportar con una propuesta hacia la generación de energía eléctrica con gas natural no convencional debido que existen reservas recuperables en la zona sur Chile, específicamente en la región de Magallanes, además por ser un proceso menos contaminante que todos tipos de centrales termoeléctricas, y por ser un proceso altamente eficiente en la generación, de esta forma aportar a la matriz energética del país y poder de esta forma a mejorar la competitividad del país.

ABREVIATURAS:

AIE: Energy Information Administration, USA / Administración de la información de la energía, Estados Unidos de Norte América.

CNE: Comisión Nacional de Energía, Chile.

GNL: Gas natural licuado.

CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central.

CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

SEA: Sistema Eléctrico de Aysén.

SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes.

SSMM: Sistemas medianos de Aysén y Magallanes.

TCF: Trillones de pies cúbicos.

GWh: Giga Watt-hora.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales.

BTU: British Thermal Unit / Unidad Térmica Británica.

MAPS CHILE: Mitigation Action Plans and Scenarios for Chile / Escenarios, planes de acción y mitigación para Chile.

LCOE: Levelised cost of electricity / Costo nivelado de energía.

I ANTECEDENTES

I.1 SITUACIÓN ACTUAL.

La generación eléctrica y su respectiva transmisión eléctrica en Chile está dividido en 4 zonas, el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Magallanes (SEM), estos dos últimos sistemas son denominados Sistemas Mediados (SSMM) e incluyen a los sistemas de Isla de Pascua, Hornopirén, Cochamó, Aysén y Magallanes¹.



Figura 1.- Mapa de los Sistemas Eléctricos en Chile.

Fuente: Reporte mensual del sector energético, Comisión Nacional de Energía. Setiembre 2016.

¹ Ley N° 19.940 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, conocida como "Ley Corta I"

I.1.1 REGIONES DE CHILE QUE COMPRENDEN CADA SISTEMA ELÉCTRICO.

I.1.1.1 SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE (SING).

Comprende a las siguientes regiones:

Arica-Parinacota.

Tarapacá.

Antofagasta.

I.1.1.2 SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC).

Comprende a las siguientes regiones:

Atacama.

Coquimbo.

Valparaíso.

Región Metropolitana.

O'Higgins.

Maule.

Biobío.

Araucanía.

Los Ríos.

Los Lagos.

I.1.1.3 SISTEMA ELÉCTRICO DE AYSÉN (SEA).

Comprende a la siguiente región:

Aysén.

I.1.1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE MAGALLANES (SEM).

Comprende a la siguiente región:

Magallanes.

I.1.2 CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN Y GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Vamos a revisar la capacidad eléctrica instalada en el país y la generación eléctrica bruta, para ello, se definen los siguientes conceptos.

Capacidad instalada.- Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el Equipamiento de Generación de un Usuario o Cliente Final, es expresada en kilowatts (kW), megawatts (MW) ó gigawatts (GW)².

Generación eléctrica bruta.- Energía eléctrica generada en las centrales eléctricas, sin descontar la energía eléctrica que se consumió en las centrales ni en las pérdidas de transmisión y distribución, es expresada en kilowatt-hora (kWh), megawatt-hora (MWh), ó gigawatt-hora (GWh).

I.1.3 CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA INSTALADA EN CHILE EN EL AÑO 2015.

Según el anuario estadístico de energía 2005-2015, publicado por la Comisión Nacional de Energía, del Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, la capacidad de generación eléctrica instalada en Chile durante el año 2015 ascendió a 19.742 MW (ver tabla 1).

| CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------------|---------------|---------------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------------|--------------|-----------------------|--------------|---------------------------|-------------|--------------------|-------------|---------------|-------------|---------------|-------------|
| | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | | | | | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | | | | | | CENTRALES ERNC | | | | | |
| | | | CARBÓN | | DIESEL | | GAS NATURAL | | HIDROENERGÍA DE PASADA | | HIDRAULICA DE EMBALSE | | MINI HIDRAULICA DE PASADA | | SOLAR FOTOVOLTAICA | | EOLICA | | BIOMASA | |
| | | | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] |
| SIC | 15.609,00 | 79,1% | 2.341,35 | 15,0% | 3.277,89 | 21,0% | 1.873,08 | 12,0% | 2.029,17 | 13,0% | 4.058,34 | 26,0% | 312,18 | 2,0% | 468,27 | 3,0% | 780,45 | 5,0% | 468,27 | 3,0% |
| SING | 3.968,00 | 20,1% | 1.944,32 | 49,0% | 357,12 | 9,0% | 1.468,16 | 37,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | 119,04 | 3,0% | 79,36 | 2,0% | - | 0,0% |
| SSMM | 165,00 | 0,8% | - | 0,0% | 49,50 | 30,0% | 90,75 | 55,0% | 23,10 | 14,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | 1,65 | 1,0% | - | 0,0% |
| TOTAL | 19.742,00 | 100,0% | 4.285,67 | 21,7% | 3.684,51 | 18,7% | 3.431,99 | 17,4% | 2.052,27 | 10,4% | 4.058,34 | 20,6% | 312,18 | 1,6% | 587,31 | 3,0% | 861,46 | 4,4% | 468,27 | 2,4% |

Tabla 1.- Capacidad instalada para la generación eléctrica en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Del total de centrales eléctricas en el país, las centrales termoeléctricas ocupan un 57,8% de la capacidad total instalada, (ver tabla 2).

| CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | |
|---|---------------------------|---------------|---------------------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|
| | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | | CENTRALES ERNC | | | |
| | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN |
| | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] |
| SIC | 15.609,00 | 79,1% | 7.492,32 | 48,0% | 6.399,69 | 41,0% | 1.716,99 | 11,0% |
| SING | 3.968,00 | 20,1% | 3.769,60 | 95,0% | - | 0,0% | 198,40 | 5,0% |
| SSMM | 165,00 | 0,8% | 140,25 | 85,0% | 23,10 | 14,0% | 1,65 | 1,0% |
| TOTAL | 19.742,00 | 100% | 11.402,17 | 57,8% | 6.422,79 | 32,5% | 1.917,04 | 9,7% |

Tabla 2.- Participación de la capacidad instalada según el tipo de centrales eléctricas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

² Glosario Energético, Energía abierta, Comisión Nacional de Energía.

Del total de centrales eléctricas en el país, las centrales termoeléctricas a gas natural ocupan un 17,4% de la capacidad total instalada (ver tabla 3).

| CAPACIDAD TERMOELÉCTRICA INSTALADA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | |
|---|------------------|---------------|----------|---------------|----------|---------------|----------|---------------|
| CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | | | | | | | |
| CARBÓN | | | | | | | | |
| DIESEL | | | | | | | | |
| GAS NATURAL | | | | | | | | |
| | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN | POTENCIA | PARTICIPACIÓN |
| | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] | [MW] | [%] |
| SIC | 15.609,00 | 79,1% | 2.341,35 | 15,0% | 3.277,89 | 21,0% | 1.873,08 | 12,0% |
| SING | 3.968,00 | 20,1% | 1.944,32 | 49,0% | 357,12 | 9,0% | 1.468,16 | 37,0% |
| SSMM | 165,00 | 0,8% | - | 0,0% | 49,50 | 30,0% | 90,75 | 55,0% |
| TOTAL | 19.742,00 | 100% | 4.285,67 | 21,7% | 3.684,51 | 18,7% | 3.431,99 | 17,4% |

Tabla 3.- Participación de capacidad instalada del total de centrales eléctricas según el tipo de centrales termoeléctricas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Considerando a la capacidad instalada de las centrales termoeléctricas en el año 2015 como un 100%, las centrales termoeléctricas a gas natural ocuparon un 30,1% y las centrales termoeléctricas a Carbón ocuparon un 37,6% (ver tabla 4).

| CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | POTENCIA INSTALADA [MW] | PARTICIPACIÓN DEL TOTAL DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS |
|----------------------------------|--------------------------------|---|
| CARBÓN | 4.285,67 | 37,6% |
| DIESEL | 3.684,51 | 32,3% |
| GAS NATURAL | 3.431,99 | 30,1% |
| TOTAL | 11.402,17 | 100,0% |

Tabla 4.- Participación de capacidad instalada del total de centrales termoeléctricas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

I.1.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA UTILIZADA EN CHILE EN EL AÑO 2015.

Según el anuario estadístico de energía 2005-2015, publicado por la Comisión Nacional de Energía, del Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, la capacidad de la generación eléctrica utilizada en Chile durante el año 2015 ascendió a 72.175 GWh (ver tabla 5).

| GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|------------------|---------------------------|-----------|--------|----------|-------------|-----------|---------------------------|-----------|-----------------------|-----------|---------------------------|-----|--------------------|----------|--------|----------|---------|----------|------|
| ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | | | | | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | | | | | | CENTRALES ERNC | | | | | | |
| | | CARBÓN | | DIESEL | | GAS NATURAL | | HIDROENERGÍA DE PASADA | | HIDRÁULICA DE EMBALSE | | MINI HIDRÁULICA DE PASADA | | SOLAR FOTOVOLTAICA | | EÓLICA | | BIOMASA | | |
| | | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 14.283,27 | 27,0% | 1.058,02 | 2,0% | 8.464,16 | 16,0% | 11.109,21 | 21,0% | 12.696,24 | 24,0% | - | 0,0% | 1.058,02 | 2,0% | 1.587,03 | 3,0% | 2.645,05 | 5,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 14.178,97 | 75,4% | 1.259,94 | 6,7% | 2.670,31 | 14,2% | 94,03 | 0,5% | - | 0,0% | - | 0,0% | 376,10 | 2,0% | 225,66 | 1,2% | - | 0,0% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% | 75,04 | 16,0% | 290,78 | 62,0% | 98,49 | 21,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | - | 0,0% | 4,69 | 1,0% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100,0% | 28.462,24 | 39,4% | 2.393,00 | 3,3% | 11.425,25 | 15,8% | 11.301,73 | 15,7% | 12.696,24 | 17,6% | - | 0,0% | 1.434,12 | 2,0% | 1.817,38 | 2,5% | 2.645,05 | 3,7% |

Tabla 5.- Generación eléctrica según el tipo de central eléctrica utilizada en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Del total de energía eléctrica generada en el país, la generación termoeléctrica fue de un 58,6% de este total (ver tabla 6).

| GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | |
|--|------------------|---------------------------|---------------|---------------------------|---------------|----------------|---------------|-------|
| ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | | CENTRALES ERNC | | |
| | | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | |
| | | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 23.805,45 | 45,0% | 23.805,45 | 45,0% | 5.290,10 | 10,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 18.109,22 | 96,3% | 94,03 | 0,5% | 601,76 | 3,2% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | 365,82 | 78,0% | 98,49 | 21,0% | 4,69 | 1,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 42.280,49 | 58,6% | 23.997,97 | 33,2% | 5.896,55 | 8,2% |

Tabla 6.- Participación de la generación eléctrica instalada según el tipo de centrales eléctricas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Del total de energía eléctrica generada en el país, la generación a gas natural fue de 15,8% de este total (ver tabla 7).

| GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN CHILE EN EL AÑO 2015 | | | | | | | | |
|---|------------------|---------------|------------------|---------------|-----------------|---------------|------------------|---------------|
| CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | | | | | | | | |
| | | | CARBÓN | | DIESEL | | GAS NATURAL | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 14.283,27 | 27,0% | 1.058,02 | 2,0% | 8.464,16 | 16,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 14.178,97 | 75,4% | 1.259,94 | 6,7% | 2.670,31 | 14,2% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% | 75,04 | 16,0% | 290,78 | 62,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 28.462,24 | 39,4% | 2.393,00 | 3,3% | 11.425,25 | 15,8% |

Tabla 7.- Participación de generación eléctrica del total de centrales eléctricas según el tipo de centrales termoeléctricas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Considerando a la generación termoeléctrica en el año 2015 como un 100%, la generación termoeléctrica a partir de gas natural ocupó un 27% y la generación termoeléctrica a partir del Carbón fue de un 67,3% (ver tabla 8).

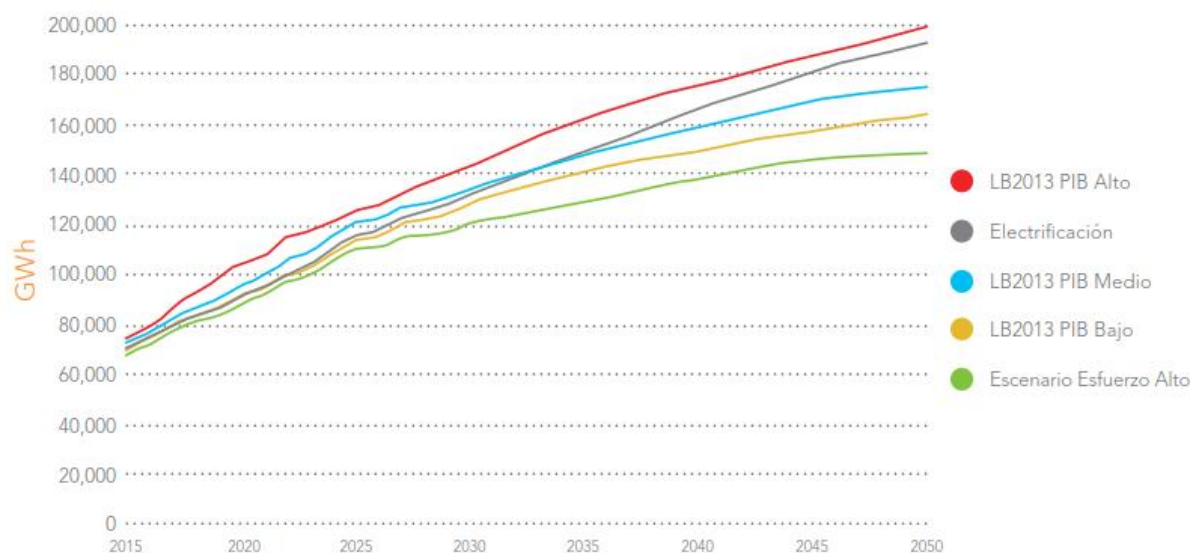
| CENTRALES TERMOELÉCTRICAS | GENERACIÓN ELÉCTRICA UTILIZADA [GWh] | PARTICIPACIÓN DEL TOTAL DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS |
|---------------------------|--------------------------------------|--|
| CARBÓN | 28.462,24 | 67,3% |
| DIESEL | 2.393,00 | 5,7% |
| GAS NATURAL | 11.425,25 | 27,0% |
| TOTAL | 42.280,49 | 100,0% |

Tabla 8.- Participación de la generación del total de centrales termoeléctricas utilizadas en Chile en el año 2015.

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

I.2 PROBLEMÁTICA.

Según la “Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, elaborado por el Comité Consultivo de Energía 2050, bajo la dirección del Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, se proyecta que para el año 2050, el consumo eléctrico del país al menos se duplicaría, es decir, llegar a necesitar en el año 2050 unos 70.000 GWh adicionales a los actuales.³



Cuadro 1.- Escenarios de proyección de demanda eléctrica (GWh)

Fuente: Anuario Estadístico de Energía 2005-2015, Comisión Nacional de Energía.

Ante esta situación, se desea saber si existe algún recurso energético en Chile que pueda aportar a la matriz energética actual y ayudar a abordar las necesidades energéticas al año 2050.

Así mismo se rescatan los siguientes problemas detectados en la “Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, los cuales motivan el desarrollo del presente trabajo de investigación, los sectores abordados son:

Sector generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad.

Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles.

Sector industria y minería.

³ “Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. Lineamientos ejes energía sustentable. Lineamiento 2, página 59.

I.2.1 Sector generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad:

...Los altos costos de la electricidad en Chile afectan la capacidad de desarrollo del país, los costos de la energía eléctrica tienen una alta participación en los costos totales de la industria, afectando su competitividad, sobre todo de la industria minera. Por otra parte, los altos costos de la electricidad afectan a usuarios residenciales y comunidades del país, impactando regresivamente a los segmentos de la población de más bajos ingresos.⁴

...Existe un nivel muy bajo de inversión en investigación, desarrollo, innovación y emprendimiento de energía eléctrica, con un desbalance hacia la inversión pública versus la privada. Existen limitadas capacidades tecnológicas, tanto en infraestructura como en los profesionales y técnicos que trabajan en el sector eléctrico. No hay un fomento a la innovación en procesos y modelos de negocios, nuevos mercados de productos y servicios, ni en la asociación tecnológica entre empresas chilenas y extranjeras.⁵

I.2.2 Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles:

...La infraestructura y los mecanismos de aprovisionamiento y distribución de los combustibles a nivel nacional y regional son deficitarios. Actualmente, la mayoría del aprovisionamiento de importaciones de combustibles se realiza por vía marítima y su distribución al interior del país se realiza vía terrestre en camiones. La mayor diversificación de mecanismos de distribución debiese considerar oleoductos y gasoductos, transporte ferroviario, terrestre y cabotaje marítimo, asegurando el desarrollo de corredores que se benefician con mayor seguridad de acceso a la distribución de combustibles.⁶

... Existe una baja participación de combustibles de producción nacional y el país tiene una alta dependencia de combustibles importados. La leña, el único insumo energético de origen nacional y de alto uso doméstico, carece de un marco regulatorio que asegure la sustentabilidad de la producción, suministro y uso en el país, y la creación de un mercado formal y moderno que permita integrar su utilización con estándares de calidad u otros combustibles provenientes de la biomasa en una matriz energética segura, renovable, limpia y sustentable.⁷

... Los precios de los combustibles experimentan una alta variación interregional, generando condiciones de desigualdad en el acceso a fuentes seguras y sustentables de los mismos. Las

⁴ "Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile", Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad, página 45.

⁵ "Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile", Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector generación, almacenamiento, transporte y distribución de electricidad, página 46.

⁶ Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile", Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles, página 47.

⁷ Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile", Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles, página 47.

variaciones temporales de sus costos se relacionan con condiciones exógenas producto de la dependencia de importaciones y precios internacionales.⁸

... Al igual que en el sector eléctrico, existe un nivel muy bajo de inversión en innovación en combustibles en términos de recursos destinados a I+D+i y del desarrollo de capacidades tecnológicas en los profesionales y técnicos que trabajan en esta área. No existe fomento a la innovación en desarrollo de nuevos combustibles de baja emisión ni en la creación de mercados y modelos de negocios y/o servicios.⁹

I.2.3 Sector industria y minería:

...De acuerdo con las proyecciones de MAPS al año 2030, se espera un aumento del consumo final de energía en la industria y la minería, que va de la mano de un aumento de la intensidad energética de la producción industrial, principalmente minera. Producto de lo anterior, las proyecciones de emisión de GEI de estos sectores crecerían de manera importante al 2030, especialmente en la minería del cobre. De modo generalizado, hay una escasa medición, seguimiento y gestión de la huella de carbono de la industria y la minería, lo que impide la integración de acciones y estrategias climáticas en las estrategias corporativas.¹⁰

⁸ Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles, página 47.

⁹ Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles, página 47.

¹⁰ Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile”, Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. 3.1 Principales brechas. Sector industria y minería, página 47.

I.3 OBJETIVO GENERAL.

Proponer una alternativa energética, que sea un recurso existente en el país y que pueda cubrir las necesidades energéticas al año 2050.

I.4 OBJETIVO ESPECÍFICO.

Evaluar alguna alternativa energética, en este caso un combustible fósil disponible en Chile.

- § Identificar al combustible fósil disponible en Chile que pueda cubrir una parte de las necesidades energéticas del país al año 2050, según la "Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile" elaborado por el ministerio de Energía del Gobierno de Chile.

I.5 ALCANCE.

Evaluar los posibles beneficios económicos y energéticos de extraer el Shale Gas e incorporarlo como gas natural aportando a las centrales de generación termoeléctrica a gas natural en Chile.

I.6 LIMITACIONES

Las limitaciones que encuentro son las siguientes:

- a) Debido a que para la extracción de éste combustible la tecnología utilizada es reciente, ella está sujeta a patentes, por ello el acceso a información técnica profunda es limitada.
- b) Se desconocen los aspectos legales, licencias, para la explotación de un yacimiento en la región de Magallanes.

II DESCRIPCIÓN DE LO QUE HAY EN LA ACTUALIDAD.

II.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Carbón según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 39,4% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 9).

| | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN | | | |
|--------------|------------------------------------|-------------|------------------|--------------|
| | ENERGÍA | | PARTICIPACIÓN | |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 14.283,27 | 27,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 14.178,97 | 75,4% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 28.462,24 | 39,4% |

Tabla 9.- Participación de la generación a Carbón según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A CARBÓN VS TOTAL PAIS

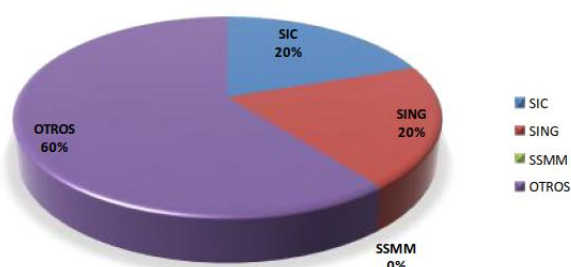


Gráfico.- Participación de la generación a Carbón según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

II.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA A DIESEL.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Diesel según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 3,3% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 10).

| | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A DIESEL | | | |
|--------------|------------------------------------|-------------|-----------------|-------------|
| | ENERGÍA | | PARTICIPACIÓN | |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 1.058,02 | 2,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 1.259,94 | 6,7% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | 75,04 | 16,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 2.393,00 | 3,3% |

Tabla 10.- Participación de la generación a Diesel según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A DIESEL VS TOTAL PAIS

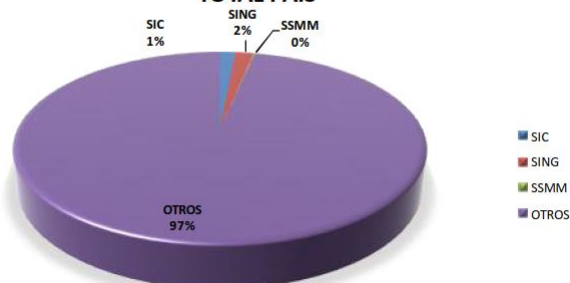


Gráfico.- Participación de la generación a Diesel según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

II.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Gas Natural según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 15,8% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 11).

| | CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL | | | |
|--------------|---|-------|---------------|--------------|
| | ENERGÍA | | PARTICIPACIÓN | |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 8.464,16 | 16,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 2.670,31 | 14,2% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | 290,78 | 62,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 11.425,25 | 15,8% |

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A GAS NATURAL VS TOTAL PAIS

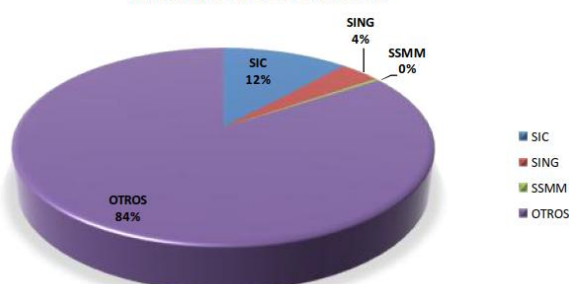


Gráfico.- Participación de la generación a Gas Natural según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

Tabla 11.- Participación de la generación a Gas Natural según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

II.4 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE PASADA.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Hidroeléctrica de Pasada según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 15,7% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 12).

| | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A PASADA | | | |
|--------------|------------------------------------|-------|---------------|--------------|
| | ENERGÍA | | PARTICIPACIÓN | |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 11.109,21 | 21,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 94,03 | 0,5% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | 98,49 | 21,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 11.301,73 | 15,7% |

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A HIDROELÉCTRICA DE PASADA VS TOTAL PAIS

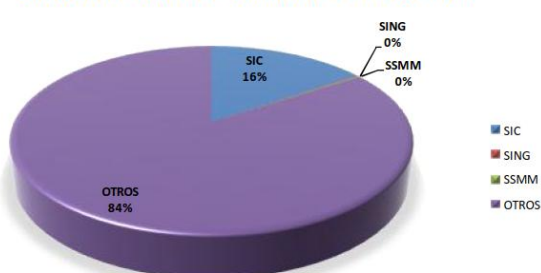


Gráfico.- Participación de la generación a Hidroeléctrica de Pasada según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

Tabla 12.- Participación de la generación a Hidroeléctrica de Pasada según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

II.5 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Hidroeléctrica de Embalse según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 17,6% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 13).

| | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A | | | |
|--------------|--------------------------------|---------------|------------------|---------------|
| | HIDRAULICA DE EMBALSE | | | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 12.696,24 | 24,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | - | 0,0% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 12.696,24 | 17,6% |

Tabla 13.- Participación de la generación a Hidroeléctrica de Embalse según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE VS TOTAL PAIS

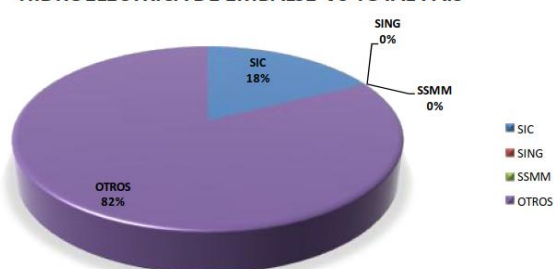


Gráfico.- Participación de la generación a Hidroeléctrica de Embalse según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

II.6 GENERACIÓN MINI HIDROELÉCTRICA DE PASADA.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Mini Hidráulica de Pasada según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 0,0% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 14).

| | CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A | | | |
|--------------|--------------------------------|---------------|----------|---------------|
| | MINI HIDRÁULICA DE PASADA | | | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | - | 0,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | - | 0,0% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | - | 0,0% |

Tabla 14.- Participación de la generación a Mini Hidráulica de Pasada según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES A MINI HIDROELÉCTRICA DE PASADA VS TOTAL PAIS

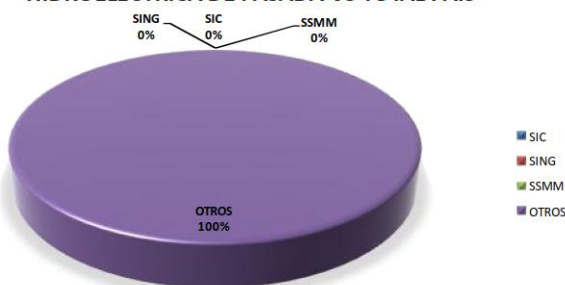


Gráfico.- Participación de la generación a Mini Hidráulica de Pasada según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

II.7 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – SOLAR FOTOVOLTAICA.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación Solar Fotovoltaica según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 2,0% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 15).

| | CENTRALES ERNC | | | |
|--------------|--------------------|---------------|-----------------|---------------|
| | SOLAR FOTOVOLTAICA | | | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 1.058,02 | 2,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 376,10 | 2,0% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 1.434,12 | 2,0% |

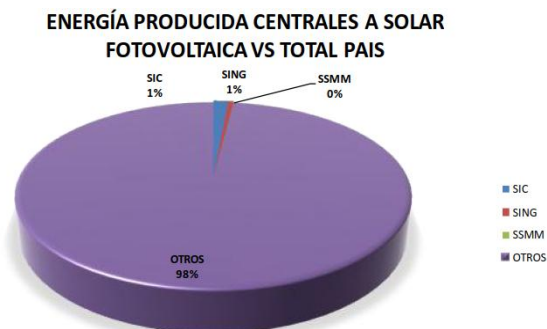


Gráfico.- Participación de la generación a Solar Fotovoltaica según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

Tabla 15.- Participación de la generación a Solar Fotovoltaica según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

II.8 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – EÓLICA.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación Eólica según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 2,5% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 16).

| | CENTRALES ERNC | | | |
|--------------|------------------|---------------|-----------------|---------------|
| | EÓLICA | | | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 1.587,03 | 3,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | 225,66 | 1,2% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | 4,69 | 1,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 1.817,38 | 2,5% |

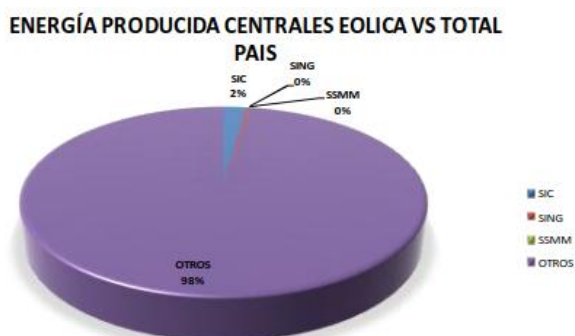


Gráfico.- Participación de la generación Eólica según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

Tabla 16.- Participación de la generación Eólica según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

II.9 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – BIOMASA.

En la siguiente tabla se muestra la participación de la generación a Biomasa según el Sistema Interconectado, se puede apreciar que la generación a Carbón en el país es de 3,7% del total de generación eléctrica en Chile al año 2015 (ver tabla 17).

| | CENTRALES ERNC | | | |
|--------------|----------------|---------------|----------|---------------|
| | BIOMASA | | | |
| | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN | ENERGÍA | PARTICIPACIÓN |
| | [GWh] | [%] | [GWh] | [%] |
| SIC | 52.901,00 | 73,3% | 2.645,05 | 5,0% |
| SING | 18.805,00 | 26,1% | - | 0,0% |
| SSMM | 469,00 | 0,6% | - | 0,0% |
| TOTAL | 72.175,00 | 100% | 2.645,05 | 3,7% |

ENERGÍA PRODUCIDA CENTRALES BIOMASA VS TOTAL

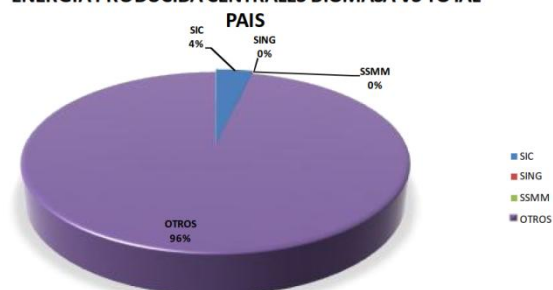


Gráfico.- Participación de la generación a Biomasa según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM versus el total de energía generada en Chile en el año 2015.

Tabla 17.- Participación de la generación a Biomasa según Sistema Interconectado SIC, SING, SSMM en Chile en el año 2015.

II.10 IMPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES.

Como se puede apreciar en la tabla 6, la generación de electricidad en Chile tiene en su mayoría de participación a las centrales termoeléctricas con un 58,6% de participación, estas centrales se dividen según el tipo de materias primas utilizadas en centrales a Carbón, a Diesel y a gas natural.

De las importaciones de los combustibles que realizó Chile en Mayo del año 2016, el Carbón ocupó el 35% y el gas natural el 11% de participación del total de las importaciones de combustibles (ver tabla 18).

| IMPORTACIONES MAYO 2016 | | |
|-------------------------|--------------------|---------------|
| | Miles de toneladas | Participación |
| Carbón | 873,00 | 35,2% |
| Crudo | 789,00 | 31,8% |
| Diesel | 400,00 | 16,1% |
| Gas natural | 284,00 | 11,5% |
| Gasolina | 2,00 | 0,1% |
| GLP | 113,00 | 4,6% |
| Kerosene | 19,00 | 0,8% |
| TOTAL | 2.480,00 | 100,0% |

Tabla 18.- Importación de combustibles Mayo 2016

Fuente: Cámara de Comercio de Santiago (www.comexplusccs.cl)

II.11 EXPORTACIÓN DE COMBUSTIBLES.

Por otro lado, las exportaciones de combustibles muestran que el carbón y el gas natural no tienen participación (ver tabla 19), siendo ambos los recursos necesarios para la generación termoeléctrica, ello evidencia la dependencia energética que presenta el país de los principales productores de estos combustibles.

| EXPORTACIONES MAYO 2016 | | |
|-------------------------|--------------------|---------------|
| | Miles de toneladas | Participación |
| Carbón | 0,20 | 0,1% |
| Diesel | - | 0,0% |
| Fuel oil | 24,00 | 17,1% |
| Gasolina | 3,00 | 2,1% |
| GLP | - | 0,0% |
| IFO | 113,00 | 80,6% |
| TOTAL | 140,20 | 100,0% |

Tabla 19.- Exportación de combustibles Mayo 2016

Fuente: Cámara de Comercio de Santiago (www.comexplusccs.cl)

IFO (Intermediate Fuel Oil).- Es el gasóleo extraído del petróleo.

De las importaciones, los países de origen de los combustibles importados durante el mes de Junio 2016, tales como el Carbón y el gas natural provienen de Estados Unidos, Australia, Colombia, Canadá, Noruega y Trinidad y Tobago, (ver tabla 20).

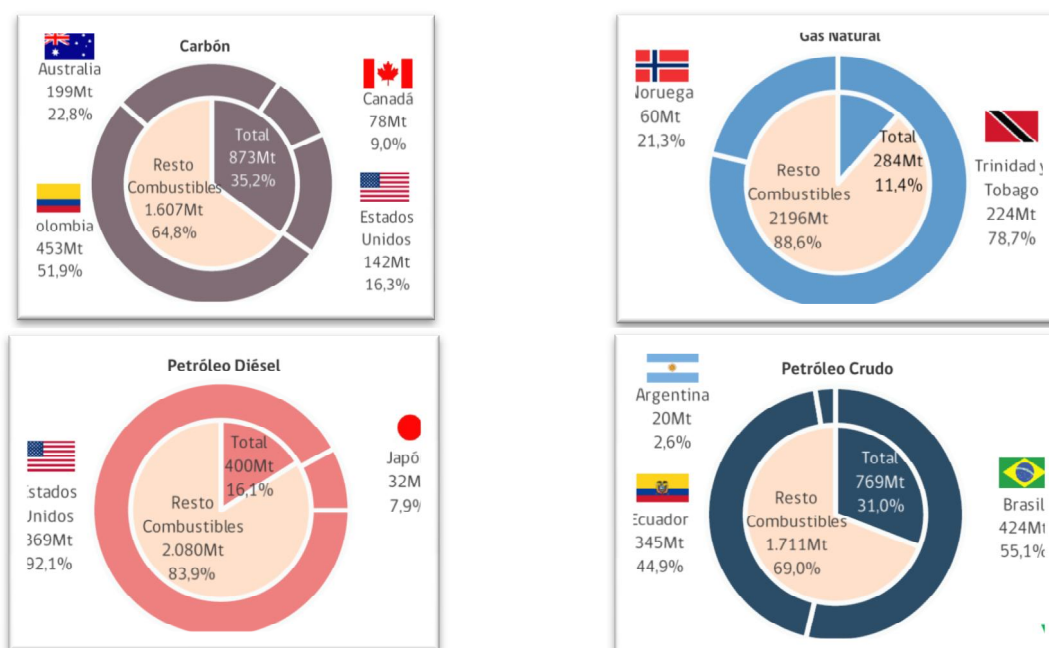


Tabla 20.- Países de origen de las exportación de combustibles Mayo 2016

Fuente: Reporte mensual del sector energético, Comisión Nacional de Energía.

Los países de destino de las exportaciones de los combustibles se muestran en la tabla 21.

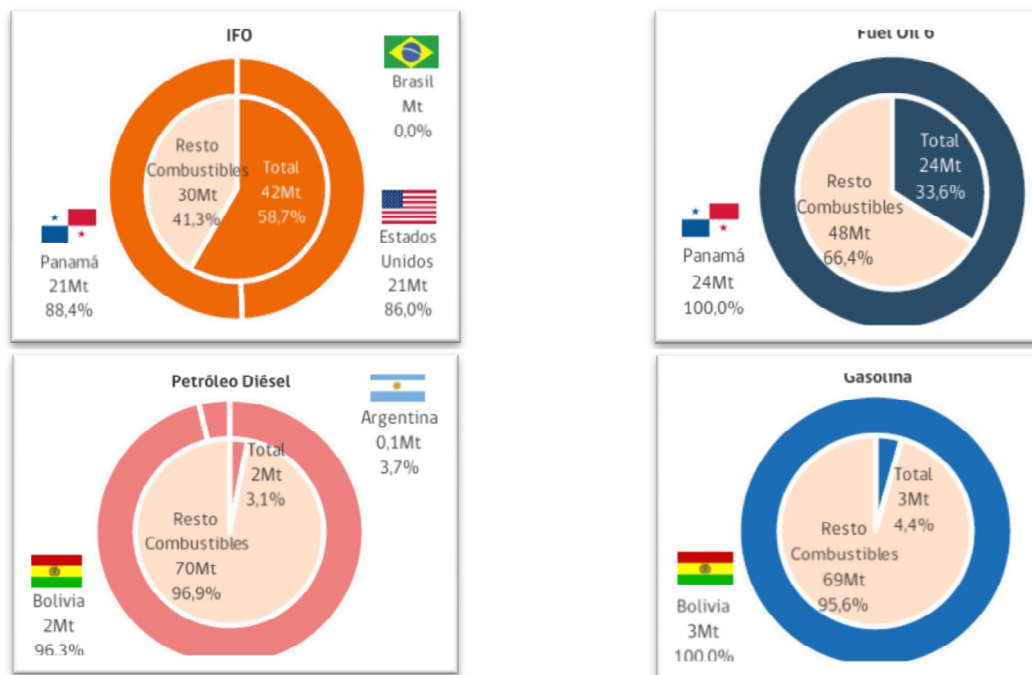


Tabla 21.- Países de destino de las exportación de combustibles Mayo 2016

Fuente: Reporte mensual del sector energético, Comisión Nacional de Energía.

III.- UBICACIÓN EN CHILE DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS SEGÚN TIPO DE TECNOLOGÍA.

En las siguientes tablas se muestra en que regiones del país están distribuidas las centrales eléctricas en Chile según el tipo de tecnología.

III.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Carbón se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 22):

III - Atacama V - Valparaíso VIII - Biobío

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|--------------------|--------------------|------------|--------------------------|------------------------------------|-----------------------|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barra de Conexión | Región |
| Laguna Verde | AES GENER | 2 | Carbón | 47,5 | 1939 U1; 1949 U2 | SAN PEDRO 110 kV | V |
| Ventanas | AES GENER | 2 | Carbón | 333,5 | 1964 U1; 1977 U2 | SAN PEDRO 110 kV | V |
| Santa María | COLBUN | 1 | Carbón | 370,0 | 2012 | S/E Santa María | VIII |
| Nueva Ventanas | ELECTRICA VENTANAS | 1 | Carbón | 272,0 | 2010 | Nueva Ventanas 220 kV | V |
| Bocamina | ENDESA | 1 | Carbón | 127,0 | 1970 | BOCAMINA 154 kV | VIII |
| Guacolda | GUACOLDA | 4 | Carbón | 610,0 | 1995-U1; 1996-U2; 2009-U3; 2010-U4 | MAITENCILLO 220 kV | III |
| Bocamina 2 | ENDESA | 1 | Carbón | 350,0 | 2012 | BOCAMINA 154 kV | VIII |
| Campiche | AES GENER | 1 | Carbón | 272,0 | 2013 | Nueva Ventanas 220 kV | V |

Tabla 22.- Centrales Eléctricas a Carbón según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: SysteP, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA A DIESEL.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Diesel se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 23):

III - Atacama IV - Coquimbo V - Valparaíso VI - O'Higgins

VII - Maule VIII - Biobío IX - Araucanía X - Los Lagos

XI - Aysén XIII - Metropolitana de Santiago XIV - Los Ríos

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|---------------------------------|--------------------|------------|--------------------------|------------------------------|---|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barna de Conexión | Región |
| Laguna Verde TG | AES GENER | 1 | Diesel | 18,8 | 2004 | El INDIO 110 kv | V |
| Los Vientos | AES GENER | 1 | Diesel | 125,0 | 2007 | LAS VEGAS 110 kv | V |
| Santa Lidia | AES GENER | 1 | Diesel | 132,0 | 2009 | CHARRUA 220 kv | VIII |
| Horcones | ARAUCO BIENERGIA | 1 | Diesel | 25,0 | 2004 | C. ARAUCO 66 kv | VIII |
| Nueva Alda II | ARAUCO BIENERGIA | 1 | Diesel | 11,0 | 2008 | STA. ELVIRA 66 kv | VIII |
| Punta Colorada | BARRICK | 1 | Diesel | 17,1 | 2011 | PUNTA COLORADA 220 kv | IV |
| Yumbay | DUKE ENERGY | 4 | Diesel | 218,0 | 2007 U1-U2; 2008-U3; 2010-U4 | CHARRUA 154 kv | VIII |
| Cardones | INKIA | 1 | Diesel | 133,0 | 2009 | CARDONES 220 kv | III |
| Antihue | COLBUN | 2 | Diesel | 101,8 | 2005 | VALDIVIA 220 kv | XIV |
| Los Pinos | COLBUN | 1 | Diesel | 92,1 | 2009 | CHARRUA 220 kv | VIII |
| Conzas | ELECTRICA CENIZAS | 3 | Diesel | 16,3 | 2009 | CARDONES 110 kv | III |
| Diego de Almagro | ENDESA | 1 | Diesel | 23,8 | 1981 | DIEGO DE ALMAGRO 110 kv | III |
| El Salvador | SWC | 1 | Diesel | 23,8 | 2010 | DIEGO DE ALMAGRO 110 kv | III |
| Huasco | ENDESA | 3 | Diesel | 91,8 | 1977 U1-U2; 1979-U3 | HUASCO 110 kv | VI |
| San Francisco de Mostazal | ENERGIA VERDE | 1 | Diesel | 24,0 | 2002 | SAN FRANCISCO 66 kv | VI |
| Diegañ | ENERGY PARTNERS CHILE | 22 | Diesel | 36,3 | 2007 | DEGAN 110 kv | X |
| El Peñón | ENLASA | 30 | Diesel | 74,5 | 2009 | EL PEÑON 110 kv | IV |
| San Lorenzo | ENLASA | 2 | Diesel | 25,8 | 2009 | DIEGO DE ALMAGRO 220 kv | III |
| Teno | ENLASA | 38 | Diesel | 33,6 | 2009 | TENO 66 kv | VII |
| Trapén | ENLASA | 30 | Diesel | 74,4 | 2009 | MOLINOS 110 kv | X |
| Esperanza | ENOR CHILE | 3 | Diesel | 22,1 | 2007 | RANCAGUA 154 kv | VI |
| Emelda | EMELDA | 2 | Diesel | 69,3 | 2010 | DIEGO DE ALMAGRO 110 kv | III |
| Cementos Biobío | EQUIPOS GENERACIÓN | 8 | Diesel | 13,6 | 2012 | TENO 66kv | VIII |
| Newen | Gas/Diesel SUR | 1 | Diesel | 13,0 | 2009 | SAN VICENTE 66 kv | VIII |
| Temopacífico | GENERADORA DEL PACIFICO S.A. | 60 | Diesel | 69,0 | 2009 | MEDELLIN 220 kv | III |
| Colmito | HIDROELECTRICA LA HIGUERA | 1 | Diesel | 60,0 | 2008 | TORQUEMADA 110 kv | V |
| Los Espinos | LOS ESPINOS | 80 | Diesel | 137,0 | 2009 | LOS VILOS 220 kv | V |
| Olivos | POTENCIA CHILE | 72 | Diesel | 120,1 | 2008 | CHOAPA 110 kv | IV |
| Renca | S.E. SANTIAGO S.A. | 2 | Diesel | 100,0 | 1962 | C. NAVIA 110 kv | XIII |
| Chuyaca | SAGESA | 6 | Diesel | 15,0 | 2008-2009-2011 | BARRO BLANCO 66 kv | VIII |
| Coronel | SAGESA | 1 | Diesel | 45,7 | 2005 | C. CORONEL 66 kv | X |
| Quellón II | SAGESA | 4 | Diesel | 10,0 | 2008 | C. CORONEL 66 kv | IX |
| Calle Calle | SAGESA | 8 | Diesel | 12,8 | 2011 | VALDIVIA 23 kv | XIV |
| Colihues | MINERA VALLE CENTRAL GENERACION | 2 | Diesel | 24,0 | 2010 | RANCAGUA 154kv | VI |
| Monte Patria | ELEKTRA GENERACION | 8 | Diesel | 9,0 | 2007 | MONTE PATRIA 66 kv | IV |
| Punitaqui | ELEKTRA GENERACION | 0 | Diesel | 9,0 | 2007 | PUNITAQUI 66 kv | IV |
| Skretting | NUTRECO | 2 | Diesel | 1,5 | 2008 | COLACO 66 kv | X |
| Los Sauces I | SAGESA | 2 | Diesel | 1,6 | 2007 | ANGOL 66kv | XI |
| Los Sauces II | SAGESA | 2 | Diesel | 1,6 | 2011 | TRAQUEN 66kv | IX |
| Cafete | SAGESA | 3 | Diesel | 3,1 | 2007 | CAÑETE 66kv | VIII |
| Chufken (Traiguén) | SAGESA | 4 | Diesel | 3,3 | 2007 | VICTORA 66 kv | IX |
| Collipulli (Malleco) | SAGESA | 4 | Diesel | 3,3 | Fuera de servicio el 2013 | COLLIPULLI 66 kv | - |
| Curacautín | SAGESA | 3 | Diesel | 3,1 | 2007 | CURACAUTIN 66kv | IX |
| Quellón | SAGESA | 6 | Diesel | 4,6 | Fuera de servicio el 2013 | QUELLON 23kv | X |
| Biomar | SGA | 3 | Diesel | 2,4 | 2009 | COLACO 23 kv | X |
| Sagan | SGA | 2 | Diesel | 2,4 | 2009 | LAUTARO 13,2 kv | IX |
| Loustaena Pacific | SGA | 4 | Diesel | 2,9 | 2009 | PANGUIPULLI 23 kv | IX |
| Multisport 1 | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2009 | MELIPULLI 23 kv | X |
| Multisport 2 | SGA | 2 | Diesel | 1,6 | 2009 | MELIPULLI 23 kv | X |
| Salmofood 1 | SGA | 1 | Diesel | 1,0 | 2009 | PID PID 23 kv | X |
| Salmofood 2 | SGA | 2 | Diesel | 1,0 | 2009 | PID PID 23 kv | X |
| Watts 1 | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2009 | Alimentador Industrial 23 kv de S/E Osorno. | X |
| Watts 2 | SGA | 1 | Diesel | 1,6 | 2009 | Alimentador Los Osorno 13,2 kv de S/E Osorno. | X |
| Lonquimay | SAGESA | 2 | Diesel | 1,0 | 2011 | Alimentador Curacautin de 13,2 kv de S/E Curacautin | IX |
| Tirúa | SAGESA | 1 | Diesel | 0,8 | 2011 | Alimentador Tres Pinos- Cafete de 23 kv de S/E Tres Pinos | IX |
| Southern Bulbs | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | Fuera de servicio el 2013 | - | XIV |
| Loustaena Pacific Lautaro | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2011 | PANGUIPULLI 23 kv | IX |
| Pollncaj | SGA | 3 | Diesel | 2,4 | Fuera de servicio el 2013 | La Unión 66kv | XIV |
| Skretting Osorno | SGA | 4 | Diesel | 3,0 | 2011 | Alimentador Industrial 23 kv en S/E Osorno | X |
| Skretting Paragua | SGA | 2 | Diesel | 2,7 | 2008 | COLACO 66 kv | X |
| Danisco | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2011 | Alimentador Paragua de 23 kv de S/E Colaco | X |
| JCE | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2011 | Alimentador Los Angeles - Mulchen de 13,2kv de S/E Los Angeles. | VIII |
| Casablanca 1 | TECNORED | 2 | Diesel | 1,6 | 2007 | CASABLANCA 66 kv | V |
| Casablanca 2 | TECNORED | 1 | Diesel | 0,5 | 2007 | CASABLANCA 66 kv | V |
| Curama | TECNORED | 3 | Diesel | 2,7 | 2007 | LAS VEGAS 110 kv | V |
| Mauile | CEN | 6 | Diesel | 6,0 | 2007 | CONSTITUCION 66 kv | VII |
| Chilad | ELEKTRA GENERACION | 9 | Diesel | 9,0 | 2008 | QUELLON 23kv | X |
| Constitución 1 | ELEKTRA GENERACION | 6 | Diesel | 9,0 | 2007 | CONSTITUCION 66 kv | VII |
| Concón | TECNORED | 3 | Diesel | 2,7 | 2007 | CONCON 110 kv | V |
| El Totoral | TECNORED | 3 | Diesel | 3,2 | 2008 | TOTORAL 66 kv | V |
| Las Vegas | TECNORED | 2 | Diesel | 2,3 | 2007 | LAS VEGAS 110 kv | V |
| Linares Norte | TECNORED | 1 | Diesel | 0,5 | 2009 | LINARES NORTE 66 kv | VII |
| Placilla | TECNORED | 3 | Diesel | 3,2 | 2008 | PLACILLA 66 kv | V |
| Quintay | TECNORED | 3 | Diesel | 3,2 | 2008 | QUINTAY 66 kv | V |
| San Gregorio | TECNORED | 1 | Diesel | 0,5 | 2009 | SAN GREGORIO 66 kv | VII |
| Contulmo | SGA | 1 | Diesel | 0,8 | 2012 | Alimentador Angol 23 kv de S/E Angol | VIII |
| Trongol | SGA | 1 | Diesel | 2,4 | 2012 | S/E Curanilahue | VIII |
| Biocruz | ON-GROUP | 1 | Diesel | 1,8 | 2012 | Alimentador la Palmilla 12 kv | V |
| Estancilla | Generadora Estancilla | 0 | Diesel | 3,0 | 2013 | Alimentador La Capilla 12 kv en S/E San Bernardo 110/12 kv | XIII |
| Los Álamos | SGA | 1 | Diesel | 0,9 | 2012 | Alimentador Tres Pinos 23 kv en S/E Tres Pinos | VIII |
| LOGUINDOS TG | LOS GUINDOS GENERACION SpA | 1 | Diesel | 138,3 | Jul-15 | Charras220 | VIII |
| Andes Generación | ANDES GENERACION SPA | 4 | Diesel | 32,9 | ene-10 | S/E Diego de Almagro 110 kv | III |

Tabla 23.- Centrales Eléctricas a Diesel según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: Systep, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Gas Natural se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 24):

III - Atacama V – Valparaíso VI - O'Higgins VII - Maule

VIII - Biobío XIII - Metropolitana de Santiago

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|-------------------------|--------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------------|--|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barra de Conexión | Región |
| Candelaria | COLBUN | 2 | Gas/Diesel | 272,0 | 2005 | S/E Candelaria 15kV | VI |
| Nehuenco I | COLBUN | 2 | Gas/Diesel | 380,8 | 1998 | SAN LUIS 220 kV | V |
| Nehuenco II | COLBUN | 2 | Gas/Diesel | 390,3 | 2003 | SAN LUIS 220 kV | V |
| Nehuenco III | COLBUN | 1 | Gas/Diesel | 103,0 | 202 | SAN LUIS 220 kV | V |
| Quintero | ENDESA | 2 | Gas/Diesel | 289,8 | 2009 | SAN LUIS 220 kV | V |
| San Isidro I | SAN ISIDRO | 2 | Gas/Diesel | 381,2 | 1998 | SAN LUIS 220 kV | V |
| San Isidro II | ENDESA | 2 | Gas/Diesel | 406,4 | 2007-2008 | SAN LUIS 220 kV | V |
| Taltal | ENDESA | 2 | Gas/Diesel | 240,0 | 2000 | DIEGO DE ALMAGRO 220 kV | III |
| Petropower | PETROPOWER | 1 | Cogeneración | 74,1 | 1998 | HUALPEN 154 kV | VIII |
| Nueva Renca | S.E. SANTIAGO S.A. | 2 | Gas/Diesel | 380,0 | 1997 | C. NAVIA 110 kV | XIII |
| Tapihue | TECNORED | 2 | Gas | 6,4 | 2009 | CASABLANCA 66 kV | VII |
| Tomaval | ON-GROUP | 1 | Gas Natural (Diesel) | 1,0 | 2011 | Alimentador La Palmilla 12 kV en S/E La Calera | V |
| Biocruz | Biocruz Generación | 1 | Gas Natural | 1,8 | feb-15 | Alimentador La Palmilla 12 kV | V |
| CMPC Cordillera | CMPC PAPELES CORDILLERA | 1 | Gas Natural | 24,0 | sep-15 | S/E Puente Alto 110 kV | RM |
| CMPC TISSUE | CMPC TISSUE | 1 | gas Natural | 5,0 | dic-15 | S/E Papelera Talagante 12 kV | RM |

Tabla 24.- Centrales Eléctricas a Gas Natural según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: SysteP, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.4 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE PASADA.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Hidroeléctrica de Pasada se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 25):

III - Atacama IV - Coquimbo V - Valparaíso VI - O'Higgins

VII - Maule VIII - Biobío IX - Araucanía X - Los Lagos

XIII - Metropolitana de Santiago XIV - Los Ríos XV - Arica y Parinacota

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|--|--------------------|----------------------|--------------------------|---------------------------------|---|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barra de Conexión | Región |
| Aifañal | AES OENIER | 2 | Hidráulica de pasada | 178,0 | 1991 | LOS ALMENDROS 220 KV | XIII |
| Mallenes | AES OENIER | 5 | Hidráulica de pasada | 31,0 | 1923 U1-U2-US; 1989 U4-U5 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Quilbehen | AES OENIER | 5 | Hidráulica de pasada | 48,9 | 1928 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Velán | AES OENIER | 1 | Hidráulica de pasada | 13,0 | 1944 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Quillico | COLBUN | 2 | Hidráulica de pasada | 72,2 | 2007 | QUILICCO 220 KV | VIII |
| Rucúe | COLBUN | 2 | Hidráulica de pasada | 178,0 | 1998 | CHARRUA 220 KV | VIII |
| San Clemente | COLBUN | 1 | Hidráulica de pasada | 6,1 | 2010 | SAN CLEMENTE 68KV | VII |
| San Ignacio | COLBUN | 1 | Hidráulica de pasada | 37,0 | 1996 | TALCA 66 KV | VII |
| Capitío | E.E. CAPULLO | 1 | Hidráulica de pasada | 11,0 | 1995 | LOS NEGROS 66 KV | X |
| Puñique | E.E. PANGUIPULLI | 3 | Hidráulica de pasada | 31,4 | 1962 | PULLINQUE 66 KV | XIV |
| Pimtaquén | E.E. PUYEHUE | 5 | Hidráulica de pasada | 40,8 | 1944 U1-U2-US; 1945-U4; 1958-U5 | OSORNO 66 KV | XIV |
| Puntilla | ELECTRICA PUNTIÑA S.A. | 5 | Hidráulica de pasada | 22,3 | 1997 | CMPC 6.3 KV | XIII |
| Carena | EMPRESA ELECTRICA INDUSTRIAL | 4 | Hidráulica de pasada | 10,0 | 1943 | CARENA 44 KV | XIII |
| Abanico | ENDESA | 8 | Hidráulica de pasada | 129,0 | 1948 U1-U2-U3-U4; 1959 U5-U6 | CHARRUA 154 KVcuencia: LAJA | VIII |
| Isla | ENDESA | 2 | Hidráulica de pasada | 80,6 | 1963-U1; 1964-U2 | ITAHUE 134 KV | VII |
| Los Molles | ENDESA | 2 | Hidráulica de pasada | 20,0 | 1952 | CHALLE 66 KV | IV |
| Ojos de Agua | ENDESARCO | 1 | Hidráulica de pasada | 9,3 | 2008 | ITAHUE 154 KV | VII |
| Palmucho | ENDESA | 1 | Hidráulica de pasada | 32,0 | 2007 | CHARRUA 220 KV | VIII |
| Sausal | ENDESA | 3 | Hidráulica de pasada | 76,8 | 1948 | SAUZAL 110 KV | VI |
| Sauzalito | ENDESA | 1 | Hidráulica de pasada | 12,0 | 1959 | SAUZAL 110 KV | VI |
| Quayacán | ENERGIA COYANCO | 2 | Hidráulica de pasada | 12,0 | 2011 | Tap/Off La Laja 110 KV | XIII |
| Bianco | HASA | 1 | Hidráulica de pasada | 37,0 | 1993 | LOS MAQUIS 110 KV | V |
| Juncal | HASA | 1 | Hidráulica de pasada | 32,0 | 1994 | LOS MAQUIS 110 KV | V |
| Los Quillos | HOV | 3 | Hidráulica de pasada | 39,9 | 1943 U1-U2; 1989-U5 | LOS MAQUIS 110 KV | V |
| Lircay | HIDROMAGUE | 2 | Hidráulica de pasada | 19,0 | 2009 | MAULE 66 KV | VII |
| Mampal | IBENER | 2 | Hidráulica de pasada | 55,0 | 2000 | CHARRUA 220 KV | VIII |
| Peuchín | IBENER | 2 | Hidráulica de pasada | 81,0 | 2000 | CHARRUA 220 KV | VIII |
| La Nigara | HIDROELECTRICA LA HIGUERA | 2 | Hidráulica de pasada | 154,7 | 2011 | TINGUIRICA 134 KV | VI |
| La Confluencia | HIDROELECTRICA LA CONFLUENCIA | 2 | Hidráulica de pasada | 165,4 | 2011 | TINGUIRICA 134 KV | VI |
| Chacabuco | OBRAS Y DESARROLLO S.A. | 4 | Hidráulica de pasada | 28,4 | 2002 | LOS MAQUIS 110 KV | V |
| Coya | HIDROELECTRICA EL CACHAPOAL | 1 | Hidráulica de pasada | 12,8 | 2008 | SAUZAL 110 KV | VI |
| Curileque | PEHUENCHÉ | 1 | Hidráulica de pasada | 85,5 | 1993 | ITAHUE 134 KV | VII |
| Loma Alta | PEHUENCHÉ | 1 | Hidráulica de pasada | 38,0 | 1997 | ANCOA 220 KV | VII |
| Hornos | RIO TRANQUILO | 1 | Hidráulica de pasada | 55,0 | 2008 | LOS MAQUIS 220 KV | V |
| Florida II | SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO | 2 | Hidráulica de pasada | 19,6 | 1993 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Florida III | SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO | 2 | Hidráulica de pasada | 2,4 | 1999 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Florida I | SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO | 2 | Hidráulica de pasada | 5,4 | 1909 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Lican | E.E. LICAN | 2 | Hidráulica de pasada | 18,0 | 2011 | Antibanca 66 KV | XIV |
| Chacayes | PACIFIC HYDRO CHILE | 2 | Hidráulica de pasada | 112,0 | 2011 | Chacayes 110 KV | VI |
| Casma | CAMISA | 3 | Hidráulica de pasada | 5,3 | 2011 | S/E Carbonet 23 KV | XIII |
| Los Bajos | CARBONMET | 1 | Hidráulica de pasada | 9,0 | - | San Bernardo 124V | XIII |
| Los Morros | CELSA | 5 | Hidráulica de pasada | 3,2 | 1930 U1-U2-US; 1994 U4-U5 | San Bernardo 44 KV | XIII |
| El Manzano | EL MANZANO | 1 | Hidráulica de pasada | 4,9 | 2008 | LICANCO 23 KV | IX |
| Sauce Andes | DESAN | 4 | Hidráulica de pasada | 1,2 | 1909 | San Rafael 12 KV | V |
| Juncalito | HASA | 1 | Hidráulica de pasada | 1,3 | 2010 | Río Blanco 22KV | V |
| Trofil Trufil | HIDROELEC S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 0,8 | 2009 | LICANCO 23 KV | IX |
| Truano | HIDROELECTRICA TRUENO | 2 | Hidráulica de pasada | 5,7 | 2010 | LAUTARO 23 KV | IX |
| La Paloma | HIDROPALOMA S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 4,5 | 2010 | MONTE RATNA 13.2 KV | V |
| El Tartaro | ON-GRUOP | 1 | Hidráulica de pasada | 0,1 | 2010 | San Felipe 110 KV | V |
| Puclaro | PUCILARO | 2 | Hidráulica de pasada | 5,2 | 2008 | MARQUESA 23 KV | XIV |
| Los Corrales | SGA | 1 | Hidráulica de pasada | 0,8 | 2010 | Alimentador Pimtaquén-Mantibue 23 KV | XIV |
| Doña Hilda | DANADERA Y FORESTAL CARMAN | 1 | Hidráulica de pasada | 0,4 | 2010 | S/E Pichitropu 23 KV | XIV |
| DONQUIL | DONQUIL ENERGIA | 1 | Hidráulica de pasada | 0,3 | 2010 | S/E Pichitropu 23 KV | IX |
| Mallerauco | HIDROELECTRICA MALLARAUCO | 1 | Hidráulica de pasada | 3,4 | 2011 | PMOD S/E EL PAICO | VI |
| El Diuto | HIDROELECTRICA DIUTO | 1 | Hidráulica de pasada | 3,3 | 2011 | Los Angeles 23 KV | VIII |
| Muchi | HIDROELECTRICA MUCHI | 2 | Hidráulica de pasada | 1,0 | 2011 | Pichitropu 66 KV | XIV |
| La Arena | LA ARENA SPA | 1 | Hidráulica de pasada | 3,0 | 2011 | PMOD Alimentador Antihual 23 KV S/E Maitipulli. | X |
| Roca | ENERBOSCH S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 1,7 | 2011 | S/E Pangopuili | XIV |
| Purisma | ENERBOSCH S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 0,4 | 2012 | S/E Molina | X |
| Nalcas | HIDRONALCAS | 2 | Hidráulica de pasada | 6,8 | 2012 | S/E Río Bonito 66 KV | X |
| Callao | HIDROCALLAO | 2 | Hidráulica de pasada | 3,3 | 2012 | S/E Río Bonito 66 KV | X |
| El Rincon | SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO | 1 | Hidráulica de pasada | 0,3 | 2006 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Fyraguarte | SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO | 1 | Hidráulica de pasada | 1,8 | 2013 | FLORIDA 110 KV | XIII |
| Marpasca | HIDROELICIV | 1 | Hidráulica de pasada | 6,3 | 2011 | Lircay 66 KV | VII |
| Allipén | ALLIPEN S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 2,7 | 2012 | Alimentador Licanco-Quepe 23 KV en S/E Licanco 66 KV | IX |
| Rucatayo | EMPRESA ELECTRICA RUCATAYO | 1 | Hidráulica de pasada | 52,3 | 2012 | Rucatayo 220 KV | XIV |
| Providencia | HIDROPROVIDENCIA | 2 | Hidráulica de pasada | 13,0 | 2013 | Lircay 66 KV | XIV |
| Pehui | GENERHIOM | 1 | Hidráulica de pasada | 1,1 | 2009 | PILMAQUEN 23 KV | XVII |
| Dongo | HIDROELECTRICA DONDO | 2 | Hidráulica de pasada | 8,0 | 2010 | PMOD S/E CASTRO | X |
| El Camelo | Hidroeléctrica El Camelo S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 6,0 | 2012 | Alimentador Licanco - Rio Casas 23 KV en S/E Licanco 66 KV | XIV |
| Don Walkerio | GENERHIOM | 1 | Hidráulica de pasada | 2,0 | 2013 | Alimentador Pimtaquén en S/E Pimtaquén | XIV |
| Ensenada | HIDROELECTRICA ENSENADA S. A. | 2 | Hidráulica de pasada | 6,8 | 2013 | Alimentador Puerto Rosales en S/E Río Varas | X |
| MC1 | HidroBonito S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 13,1 | 2013 | Alimentador Río Bonito en S/E Río Bonito | X |
| MC2 | HidroBonito S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 9,9 | 2013 | Alimentador Río Bonito en S/E Río Bonito | X |
| Renaco | MANCO S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 8,3 | 2013 | Angol 23 KV | VIII |
| Robleria | Generadora Eléctrica Robleria | 1 | Hidráulica de pasada | 4,0 | 2013 | Alimentador Paimivies 13.2 KV en S/E Paimivies 66 KV | VII |
| Río Huasco | Hidroeléctrica Río Huasco S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 5,1 | 2013 | S/E Río Huasco 110 KV, en Tap/Off en LT 110 KV El Eden-Año del Carmen | III |
| El Llano | Eléctrica Puntilla S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 1,9 | 2013 | Alimentador Cerro La Salena 13.2 KV, desde S/E Puento Año 110 KV. | XIII |
| Las Vertientes | Eléctrica Puntilla S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 2,1 | 2013 | Alimentador Caus Viejas 12 KV, desde S/E Puento Año 110 KV. | XIII |
| Laja 1 | OD Suez | 1 | Hidráulica de pasada | 36,8 | - | Tap-Off El Rosal 220 KV | VIII |
| Los Hierros | Bevalco | 1 | Hidráulica de pasada | 20 | - | Ancoa 220 KV | VII |
| San Andrés | HydroChile | 1 | Hidráulica de pasada | 40 | - | Tinguirica 134 | VI |
| Maihan | Cooperativa campesina feja maihan Ltda | 1 | Hidráulica de pasada | 0,8 | 2013 | Alimentador Comuy 23 KV, desde S/E Pitrutquén 66 KV. | IX |
| Auxiliar del Maipo (CAEMSA) | Compañía auxiliar de electricidad del maipo S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 5,0 | - | San Bernardo 124V | XIII |
| Quillatío | EBCO Energía S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 0,8 | jul-14 | Alimentador Santa Bárbar 23 KV, desde S/E Mulchen 220 KV. | XIII |
| Pichilencó | EBCO Energía S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 1,2 | ago-14 | Alimentador Lago Ranco - Rillmahue 23 KV. | X |
| Cofel | Energía Cofel S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 6 | dic-14 | Alimentador Chonchi Centro | X |
| Maria Elena | Generadora Eléctrica Maria Elena Ltda. | 1 | Hidráulica de pasada | 0,3 | dic-14 | S/E Ahuapi | X |
| Liquereño | Hidroeléctrica Liquereño S.A. | 1 | Hidráulica de pasada | 1,8 | abr-15 | S/E Charrus 220 KV | VII |
| PICOQUEN | HidroAngol | 1 | Hidráulica de pasada | 19,2 | ago-15 | Charrus154 | IX |
| LOS HIERROS 2 | Bevalco | 1 | Hidráulica de pasada | 6 | ene-15 | Pehuamche220 | VII |
| Las Flores | Hidroeléctrica Las Flores S.A. | 2 | Hidráulica de pasada | 7 | may-15 | Pichitropu 66 KV | XIV |
| Mini Hidro Dosal PMOD | Dosal | 1 | Hidráulica de pasada | 0,3 | oct-15 | Curico 13.2 KV | VII |
| Mini Hidro Surco PMOD | PMOD Surco | 1 | Hidráulica de pasada | 2,2 | oct-15 | Frontal | VIII |
| Mini Hidro Tralife PMOD | ENERBOSCH | 1 | Hidráulica de pasada | 2,3 | oct-15 | Villarica 66 KV | IX |
| Carlaquén | ELECTRICA CAREN | 2 | Hidráulica de pasada | 19,8 | feb-16 | Río Toltén | IX |
| El Paso | HydroChile | 1 | Hidráulica de pasada | 60,2 | mar-16 | S/E La Confluencia 134 KV | VII |
| El Mirador PMOD | HIDROELECTRICA EL MIRADOR | 1 | Hidráulica de pasada | 3,0 | may-16 | S/E Faenas Pangué 13.2 KV | VIII |
| Río Mulchen PMOD | ELECTRICA EL GULFON | 1 | Hidráulica de pasada | 1,3 | may-16 | S/E Picoitue 23 KV | VIII |
| EL GULFON | ELECTRICA EL GULFON | 1 | Hidráulica de pasada | 1,3 | jun-16 | S/E Negrete 23 KV | VIII |
| Munilque 1 | CENTRAL MUNILQUE | 1 | Hidráulica de pasada | 0,6 | jun-16 | S/E Negrete 23 KV | VIII |
| Munilque 2 | CENTRAL MUNILQUE | 1 | Hidráulica de pasada | 0,6 | jun-16 | S/E Negrete 23 KV | VIII |

Tabla 25.- Centrales Eléctricas a Hidroeléctrica de Pasada según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: System, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.5 GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Hidroeléctrica de Embalse se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 26):

VI - O'Higgins

VII - Maule

VIII - Biobío

X - Los Lagos

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|-------------|--------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada (MW) | Fecha de puesta en Servicio | Barras de Conexión | Región |
| Carutillar | COLBUN | 2 | Hidráulica de embalses | 172,0 | 1990 | R. MIDANTT 220 kV | X |
| Chilungo | COLBUN | 2 | Hidráulica de embalses | 19,4 | 2007 | MANRO 220 kV | VI |
| Colbun | COLBUN | 2 | Hidráulica de embalses | 478,0 | 1985 | MANRO 220 kV | VI |
| Machicura | COLBUN | 2 | Hidráulica de embalses | 98,0 | 1985 | MANRO 220 kV | VI |
| Arbuco | ENDESA | 2 | Hidráulica de embalses | 334,0 | 1981 | CHARRUA 220 kV/Caena: LAJA | VI |
| Cipreses | ENDESA | 3 | Hidráulica de embalses | 99,9 | 1955 | ITAHUE 234 kV | VI |
| El Tiro | ENDESA | 4 | Hidráulica de embalses | 448,0 | 1973 | CHARRUA 220 kV | VI |
| Talca | ENDESA | 2 | Hidráulica de embalses | 783,8 | 2004 | CHARRUA 220 kV | VI |
| Papel | ENDESA | 5 | Hidráulica de embalses | 380,0 | 1968 | CANAL 220 kV | VI |
| Pangua | SAN ISIDRO | 2 | Hidráulica de embalses | 458,0 | 1996 | CHARRUA 220 kV | VI |
| Pehuente | PEHUENTE | 2 | Hidráulica de embalses | 353,0 | 1991 | ANCOA 220 kV/Caena: MAULE | VI |
| Argentina | Colbun S.A. | 1 | Hidráulica de embalses | 330,3 | 2004 | Charrua 220 kV | VI |

Tabla 26.- Centrales Eléctricas a Hidroeléctrica de Embalse según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: Systep, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.6 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL - SOLAR FOTOVOLTAICA.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación Solar Fotovoltaica se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 27):

II - Antofagasta

III - Atacama

IV - Coquimbo

V - Valparaíso

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|--|--------------------|------------|--------------------------|-----------------------------|--|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada (MW) | Fecha de puesta en Servicio | Barras de Conexión | Región |
| Tambo Real | KALTEMP | 1 | Solar | 1,3 | 2012 | Alimentador Gabinete Midraal en 25 kV 5/E Vicuña 110 kV. | IV |
| Andacollo | SolarDirect | 1 | Solar | 1,3 | 2013 | Tap/Off línea Dayton-Andacollo | IV |
| Llano de Llampon | SunEdison | 1 | Solar | 93,0 | 2014 | Cerro Negro Norte 220 kV | III |
| Solar Esperanza | Empresa RTS Energy | 1 | Solar | 3,0 | 2014 | Salvador 110 kV | III |
| Solar San Andrés | SunEdison | 1 | Solar | 48,0 | 2014 | LT 220 kV Cardones-Carrera Pinto | III |
| Santa Cecilia | RETI Chile S. A. | 1 | Solar | 3,0 | 2014 | Pajonales - La Silla 25 kV | III |
| Solar PSE Barro | Andacollo Inversiones | 1 | Solar | 2,4 | Jul-14 | Alimentador Ciudad 13.2 kV, desde 5/E Combarbalá 66 kV | IV |
| Solar PSE Lomas Corderas | Andacollo Inversiones | 1 | Solar | 2,4 | Jul-14 | Alimentador Ciudad 13.2 kV, desde 5/E Combarbalá 66 kV | IV |
| Diego de Almagro | Enel Green Power | 1 | Solar | 30 | may-14 | Diego de Almagro 110 | III |
| Las Terrazas | ESCO Energía S.A. | 1 | Solar | 3 | oct-14 | 5/E Carrillos | III |
| Solar Chañarales | Enel Green Power | 1 | Solar | 36 | ene-15 | Tap-off línea Diego de Almagro - Salado 110 kV | III |
| Solar Latacama | Enel Green Power | 1 | Solar | 72 | feb-15 | Línea Diego de Almagro - Pajonales 220 kV | II |
| Solar Javiere | SunEdison | 1 | Solar | 99,0 | feb-15 | Diego de Almagro 110 | III |
| SOLAR PV EL SALVADOR | SOLVENTUS CHILE SpA | 1 | Solar | 68,0 | Jul-15 | DAlmagro110 | III |
| Solar Latacama 2 | Enel Green Power | 1 | Solar | 16,3 | oct-15 | Línea Diego de Almagro - Pajonales 220 kV | II |
| Solar Sol PMDD | Sol | 1 | Solar | 3,0 | oct-15 | 5/E Vicuña 25 kV | IV |
| Solar Luna | Verano Capital | 1 | Solar | 2,8 | sep-15 | 5/E Vicuña 25 kV | IV |
| SOLAR LAGUNILLA | Orenergy Renovables | 1 | Solar | 3,0 | feb-16 | 5/E Ovalle 25 kV | IV |
| Solar Luz del Norte | Luz del Norte | 1 | Solar | 141,0 | feb-16 | 5/E Carrera Pinto 220 kV | III |
| Solar El Pilar - Los Amarillos PMDD | RTS ENERGY | 1 | Solar | 3,0 | oct-15 | 5/E El Salvador 234V | III |
| Pampa Solar Norte | PARQUE EOLICO RENAICO | 1 | Solar | 69,8 | mar-16 | 5/E Cachiyoval 220 kV | II |
| Solar Las Mofacas | Renovabis | 1 | Solar | 2,8 | may-16 | Ovalle60 | IV |
| Solar la Chapeana | Renovabis | 1 | Solar | 2,8 | may-16 | Ovalle66 | IV |
| Solar Santa Julia | SPV P4 | 1 | Solar | 3,0 | may-16 | 5/E Cabildo 25kV | V |
| SOLAR CARRERA PINTO Etapa 1 | PARQUE EOLICO RENAICO | 1 | Solar | 22,0 | feb-16 | 5/E Carrera Pinto 220 kV | III |
| Solar Las Araucarias | AGRENDA | 1 | Solar | 9,3 | Jun-16 | Cardones110 | III |
| SOLAR LOS LOROS | SOLAIREDIRECT GENERACIÓN V SpA | 1 | Solar | 90 | Jun-16 | 5/E Cuncumen | IV |
| Solar Chuchín | SPV P4 S.A. | 4 | Solar | 2,9 | Jul-16 | | IV |
| CONEJO SOLAR | PATTERN CHILE DEVELOPMENT HOLDINGS SPA | 1 | Solar | 104,0 | ago-16 | | III |
| Solar El Divisadero | AVENIR EL DIVISADERO SPA | 35 | Solar | 93 | Jul-16 | | III |
| Solar El Romero | ACCIONA ENERGIA CHILE | 1 | Solar | 195,92 | nov-16 | | III |
| Solar Condellita | TEATINOS ENERGIA S.A. | 1 | Solar | 1,48 | nov-16 | | III |

Tabla 27.- Centrales Eléctricas a Solar Fotovoltaica según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: Systep, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.7 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – EÓLICA.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación Eólica se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 28):

II - Antofagasta

III - Atacama

IV - Coquimbo

VI - O'Higgins

VIII - Biobío

X - Los Lagos

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|------------------------------|--------------------|------------|--------------------------|-----------------------------|---|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barras de Conexión | Región |
| Wind Punta Colorado | BARRICK | 10 | Eólica | 20,0 | 2011 | PUNTA COLORADA 220 KV | IV |
| Caneta 2 | CANELA | 40 | Eólica | 60,0 | 2009 | CANELA 220 KV | IV |
| Caneta | ENDESA | 11 | Eólica | 18,2 | 2007 | CANELA 220 KV | IV |
| Monte Redondo | EDILCA MONTE REDONDO | 24 | Eólica | 48,0 | 2010 | MONTE REDONDO 220 KV | IV |
| Totoral | NORVIND | 23 | Eólica | 46,0 | 2010 | TOTORAL 66 KV | IV |
| Cristoro | CRISTALINAS TORO | 7 | Eólica | 5,3 | 2009 | LEBU 23 KV | VIII |
| Talman Oriente | ENEL Green Power | 48 | Eólica | 90,0 | 2013 | TALMAN | IV |
| Ucoquer | Energías Ucoquer S.A. | 9 | Eólica | 16,2 | 2013 | S/E Rapel 66 KV conectado en alimentador Litueche 13.8 Kv | VI |
| Negrate Cuel | Mainstream | 23 | Eólica | 34 | - | S/E Los Ángeles 154 KV | VIII |
| San Pedro de Dalcahue | TransAntarctic Energía | 1 | Eólica | 36 | - | San Pedro de Chiloé 110 KV | X |
| El Arrayán | Parque Eólico El Arrayán Spa | 1 | Eólica | 100,0 | 2013 | El Arrayán 220 KV | IV |
| Los Cururos | Eolicpartners | 36 | Eólica | 110,0 | Jun-14 | La Colosa 220 KV | IV |
| Ucoquer II | ENERGÍAS UCOQUER DOS S.A. | 5 | Eólica | 10,0 | sep-14 | S/E Quiltenaro 110 KV | VI |
| Punta Palmeras | Acciona Energía | 15 | Eólica | 45,0 | oct-14 | S/E Punta Palmeras 220 KV | IV |
| Taltal (eólica) | Enel Green Power | 33 | Eólica | 99,0 | oct-14 | Eólica Taltal 220 | II |
| Talman Poniente | Parque Talman Poniente S.A. | 1 | Eólica | 61 | mar-15 | Talman 220 | IV |
| Rali | Rali | 1 | Eólica | 9,0 | ago-15 | S/E Tres Pinos | VIII |
| HUASCHÉ | HUASCHÉ | 2 | Eólica | 6,0 | nov-13 | - | - |
| SOLAR LA SILLA | HMV Chile | 3 | Eólica | 1,9 | abr-16 | Maitencillo | IV |
| EDILCA LOS BUENOS AIRES | Enel Green Power | 1 | Eólica | 24,0 | sep-16 | Charruadilla | VIII |
| Eólica San Juan | San Juan S.A. | 1 | Eólica | 186,0 | jul-16 | S/E SAN JUAN 13.2 KV | III |
| EDILCA RENAICO | Parque Eólico Renasco S.p.A | 44 | Eólica | 88 | sep-16 | - | - |
| Eólica San Pedro II | ALBA | 1 | Eólica | 2 | nov-16 | - | - |

Tabla 28.- Centrales Eléctricas Eólicas según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: Systep, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.8 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL – BIOMASA.

En la siguiente tabla se aprecia que la generación a Biomasa se encuentra concentrada en las regiones (ver tabla 29):

VI - O'Higgins

VII - Maule

VIII - Biobío

IX - Araucanía

XIV - Los Ríos

| Centrales Generadoras del SIC (Fuente: CDEC-SIC) | | | | | | | |
|--|-------------------------------------|--------------------|------------|--------------------------|-----------------------------|---|--------|
| Unidad de generación | Propietario | Número de unidades | Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | Fecha de puesta en Servicio | Barras de Conexión | Región |
| Arauco | CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. | 1 | Biomasa | 30,5 | 2013 | C.ARAUCO 66 KV | VIII |
| Constitución A | CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. | 1 | Biomasa | 20,0 | - | ELCO 66 Kv | VII |
| Licantén | CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. | 1 | Biomasa | 27,0 | 2004 | LICANTEN 66 Kv | VII |
| Nueva Aldea III | CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. | 1 | Biomasa | 85,0 | 2006 | STA. EL VIRA 66 Kv | VIII |
| Valdivia | CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. | 1 | Biomasa | 70,0 | 2004 | ERUPELOS 220 Kv | XIV |
| Constitución | ENERGIA VERDE | 2 | Biomasa | 11,1 | deja de operar en sep-2012 | ELCO 66 Kv | VII |
| Laja | ENERGIA VERDE | 2 | Biomasa | 12,6 | 1995 - 2007 | CHARRUA 66 KV | VIII |
| Encuadrón | NUEVA ENERGIA | 2 | Biomasa | 19,5 | 2008 U1 ; 2009 U2 | HUALPEN 134 KV | VIII |
| Chalguán | PAÑALES ARAUCO S.A. | 1 | Biomasa | 29,0 | 2003 | Chalguán 66 KV | VIII |
| Nueva Aldea I | PAÑALES ARAUCO S.A. | 1 | Biomasa | 29,3 | 2005 | STA. ESCOBA 66 KV | VIII |
| Lautaro-Comasa | COMASA | 1 | Biomasa | 29,0 | 2012 | Lautaro 66 KV | IX |
| Cabrero | MASISA ECDENERGIA | 1 | Biomasa | 11,1 | - | Machico 66KV | VIII |
| Energía Pacífico | ENERGIA PACIFICO | 1 | Biomasa | 13,6 | - | San Fco. de Montaal 33 KV | VI |
| Vitales | ASERRADEROS ARAUCO | 1 | Biomasa | 40,8 | 2013 | Constitucion 66 KV | VII |
| HBS | GR-GRINDUP | 1 | Biomasa | 2,2 | 2013 | El Huellano 23 KV | VIII |
| Santa Fe | BIODIVERSIDAD FORESTAL | 1 | Biomasa | 67,2 | 2013 | CHARRUA 220 KV | VIII |
| Laja CMPC | BIODIVERSIDAD FORESTAL | 1 | Biomasa | 25,0 | 2013 | S/E Laja 220 KV | VIII |
| CMPC Pacífico | CMPC celulosa S.A. | 1 | Biomasa | 42,0 | - | Charrua 220 KV | VIII |
| Energía Pacífico | Compañía Papelera del Pacífico | 1 | Biomasa | 14,3 | - | Alimentador Padaleja 13KV en S/E San Fco de Montaal | VI |
| Energía León | Forestal León | 1 | Biomasa | 7,1 | - | Alimentador Coelemu 23 KV | VIII |
| CMPC Santa Fe | CMPC Celulosa S.A. | 1 | Biomasa | 5 | dic-14 | Nacimiento 220 KV | VIII |

Tabla 29.- Centrales Eléctricas a Biomasa según ubicación en Chile al año 2016.

Fuente: Systep, Infraestructura del Sistema Interconectado Central.

III.9 PARA DÓNDE SE DISTRIBUYEN.

Cada central eléctrica está ubicada en un determinado Sistema Eléctrico Interconectado, esto implica que la central eléctrica al generar electricidad, aporta únicamente a la jurisdicción de su respectivo Sistema Eléctrico.

Es decir si una central eléctrica genera en la región del Maule, aporta únicamente al Sistema Interconectado Central.

IV NECESIDADES ENERGÉTICAS EN CHILE AL AÑO 2050.

IV.1 ANÁLISIS DE REQUERIMIENTOS DEL PAÍS.

Las proyecciones de la demanda de energía al año 2050 utilizadas en el presente estudio se basan en los cálculos desarrollados por el Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC SIC, 2015-2050 (ver tablas 30 y 31).

| Año | Total | Variación | SIC | Variación | SING | Variación |
|-----------------------|---------|-------------|--------|-------------|--------|-------------|
| 2015 | 65.655 | 2,5% | 49.575 | 2,4% | 16.080 | 2,8% |
| 2016 | 67.435 | 2,7% | 50.993 | 2,9% | 16.442 | 2,3% |
| 2017 | 69.375 | 2,9% | 52.512 | 3,0% | 16.863 | 2,6% |
| 2018 | 71.335 | 2,8% | 54.119 | 3,1% | 17.216 | 2,1% |
| 2019 | 73.361 | 2,8% | 55.718 | 3,0% | 17.643 | 2,5% |
| 2020 | 75.471 | 2,9% | 57.373 | 3,0% | 18.098 | 2,6% |
| 2021 | 77.595 | 2,8% | 59.065 | 2,9% | 18.530 | 2,4% |
| 2022 | 79.806 | 2,8% | 60.809 | 3,0% | 18.996 | 2,5% |
| 2023 | 81.913 | 2,6% | 62.466 | 2,7% | 19.447 | 2,4% |
| 2024 | 83.943 | 2,5% | 64.065 | 2,6% | 19.878 | 2,2% |
| 2025 | 86.026 | 2,5% | 65.723 | 2,6% | 20.303 | 2,1% |
| 2026 | 88.106 | 2,4% | 67.388 | 2,5% | 20.718 | 2,0% |
| 2027 | 90.218 | 2,4% | 69.078 | 2,5% | 21.140 | 2,0% |
| 2028 | 92.242 | 2,2% | 70.698 | 2,3% | 21.544 | 1,9% |
| 2029 | 94.226 | 2,2% | 72.287 | 2,2% | 21.940 | 1,8% |
| 2030 | 96.113 | 2,0% | 73.798 | 2,1% | 22.316 | 1,7% |
| 2031 | 97.887 | 1,8% | 75.226 | 1,9% | 22.661 | 1,5% |
| 2032 | 99.709 | 1,9% | 76.691 | 1,9% | 23.018 | 1,6% |
| 2033 | 101.502 | 1,8% | 78.134 | 1,9% | 23.368 | 1,5% |
| 2034 | 103.286 | 1,8% | 79.570 | 1,8% | 23.716 | 1,5% |
| 2035 | 105.026 | 1,7% | 80.971 | 1,8% | 24.055 | 1,4% |
| Promedio | | 2,4% | | 2,5% | | 2,1% |
| Promedio 15-25 | | 2,7% | | 2,8% | | 2,4% |
| Promedio 26-35 | | 2,0% | | 2,1% | | 1,7% |

Tabla 30.- Proyecciones de consumo eléctrico 2015 – 2050

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, 2015-2035. CDEC SIC, Chile.

| Año | Consumo total, GWh | Variación | Desviación estándar simulaciones | Año | Consumo total, GWh | Variación | Desviación estándar simulaciones |
|------|--------------------|-----------|----------------------------------|------|--------------------|-----------|----------------------------------|
| 2035 | 105,026 | 1,68% | 10,999 | 2043 | 118,313 | 1,38% | 11,150 |
| 2036 | 106,748 | 1,64% | 11,035 | 2044 | 119,953 | 1,39% | 11,159 |
| 2037 | 108,468 | 1,61% | 11,050 | 2045 | 121,612 | 1,38% | 11,169 |
| 2038 | 110,216 | 1,61% | 11,072 | 2046 | 123,152 | 1,27% | 11,178 |
| 2039 | 111,902 | 1,53% | 11,094 | 2047 | 124,683 | 1,24% | 11,175 |
| 2040 | 113,563 | 1,48% | 11,115 | 2048 | 126,224 | 1,24% | 11,176 |
| 2041 | 115,137 | 1,39% | 11,137 | 2049 | 127,760 | 1,22% | 11,177 |
| 2042 | 116,704 | 1,36% | 11,141 | 2050 | 129,282 | 1,19% | 11,178 |

Tabla 31.- Proyecciones de consumo eléctrico al 2050, promedio de simulaciones

Fuente: Centro de Despacho Económico de Carga Sistema Interconectado Central, 2015-2035. CDEC SIC, Chile.

De los resultados de las matrices energéticas, se considera la previsión de generación eléctrica a través de las centrales termoeléctricas, considerando el escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación y sus respectivos sub-escenarios E1, E2, E3 y E4 (ver tabla 32).

E1.- Escenario 1, costos de inversión ERNC Medio, Precio Combustibles Medio.

E2.- Escenario 2, costos de inversión ERNC Bajo, Precio Combustibles Alto.

E3.- Escenario 3, costos de inversión ERNC Alto, Precio Combustibles Bajo.

E4.- Escenario 4, costos de inversión ERNC Bajo, Precio Combustibles Bajo.

| | | Línea Base | | | Lineamiento estratégico + Eficiencia Energética | | | Lineamiento estratégico + Electrificación | | | |
|--|-------------------------------|------------|--------|--------|---|--------|--------|---|--------|--------|--------|
| | | E1 | E2 | E3 | E1 | E2 | E3 | E1 | E2 | E3 | E4 |
| Energía generada (%) | ERNC | 52% | 67% | 22% | 48% | 69% | 34% | 59% | 66% | 42% | 59% |
| | Hidroelectricidad | 32% | 24% | 32% | 36% | 24% | 36% | 27% | 27% | 27% | 27% |
| | Termoelectricidad | 16% | 9% | 46% | 16% | 8% | 30% | 14% | 7% | 30% | 14% |
| | CCS | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | Nuclear | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Capacidad adicional instalada 2014-2050 (MW) | Carbón | 999 | 999 | 7,749 | 999 | 999 | 2,249 | 999 | 999 | 5,249 | 999 |
| | Gas Natural | 1,317 | 1,317 | 1,917 | 1,317 | 1,317 | 2,317 | 2,317 | 1,917 | 2,317 | 2,317 |
| | Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Eólica | 19,076 | 28,871 | 503 | 15,049 | 23,268 | 4,302 | 21,195 | 23,218 | 10,008 | 20,642 |
| | Geotérmica | 278 | 0 | 814 | 0 | 0 | 1,340 | 970 | 970 | 1,340 | 970 |
| | Hidráulica Convencional | 6,653 | 4,253 | 6,653 | 6,653 | 3,153 | 6,653 | 6,653 | 6,653 | 6,653 | 6,653 |
| | Mini-hidro | 1,736 | 1,166 | 1,736 | 1,736 | 502 | 1,736 | 1,736 | 1,736 | 1,736 | 1,736 |
| | CCS | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | Solar | 10,986 | 17,140 | 8,070 | 8,717 | 16,544 | 6,841 | 20,627 | 26,976 | 16,832 | 21,193 |
| | Total general | 41,045 | 50,746 | 27,442 | 34,470 | 45,783 | 25,438 | 54,497 | 62,468 | 44,134 | 54,510 |
| Emissiones GEI (SIC+SING) | Emisiones (tCO2) | 21.1 | 11.3 | 60.8 | 18.6 | 8.0 | 32.8 | 19.3 | 9.8 | 45.8 | 20.3 |
| Costos (valor presente) MMU\$ | Costo variable combustible | 27,088 | 23,881 | 28,118 | 24,698 | 21,475 | 25,207 | 25,475 | 22,226 | 27,351 | 22,613 |
| | Costo variable no combustible | 2,639 | 2,723 | 2,654 | 2,421 | 2,510 | 2,256 | 2,706 | 2,598 | 2,661 | 2,671 |
| | Impuesto al carbono | 1,376 | 1,185 | 1,606 | 2,914 | 2,138 | 3,370 | 2,958 | 2,235 | 4,072 | 2,964 |
| | Inversión nuevas centrales | 14,495 | 18,063 | 12,454 | 12,503 | 16,266 | 11,094 | 16,411 | 20,342 | 13,985 | 15,416 |
| | COMA nuevas centrales | 3,111 | 2,483 | 1,945 | 2,660 | 2,207 | 1,706 | 3,612 | 2,885 | 2,278 | 2,141 |
| | Costo total | 48,709 | 48,335 | 46,778 | 45,197 | 44,596 | 43,633 | 51,162 | 50,287 | 50,347 | 45,805 |
| Delta costo con respecto a LB | | - | - | - | -3,512 | -3,739 | -3,145 | 2,453 | 1,952 | 3,569 | - |

Tabla 32.- Resultados de evaluación de matrices energéticas al año 2050.

Fuente: Hoja de Ruta 2050, hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile.

IV.2 GEOPOLÍTICA.

La visión país según la Hoja de Ruta 2050 es que al menos el 70% de la matriz eléctrica deba provenir de fuentes renovables, con énfasis en energía solar y eólica, complementadas con nuevos desarrollos hidroeléctricos con capacidad de regulación que permitan alcanzar esta meta. Esta es una tendencia global con miras en reducir el cambio climático.

Sin embargo, en la actualidad, en los Estados Unidos de Norteamérica se vienen explotando otros recursos energéticos como el Shale Gas, y cómo éste recurso está apalancando a la política energética y económica de este país.

Hace cinco años parecía que las reservas mundiales de petróleo alcanzaban su nivel máximo y como la producción de gas convencional disminuía en ese país, todo apuntaba a que el país dependería de las costosas importaciones de gas natural. Pero esos pronósticos resultaron sumamente erróneos. La mayor revolución ha tenido lugar en ese país, donde se han aprovechado dos tecnologías recientemente desarrolladas para extraer unos recursos cuya explotación se consideraba antes inviable desde un punto de vista comercial: la perforación horizontal, que permite penetrar en capas de esquisto (shale) muy profundas, y la fracturación hidráulica (fracking), que usa la inyección de fluido a alta presión para liberar el gas y el petróleo de formaciones rocosas.

El repunte que se ha producido a consecuencia de ello en la producción de energía ha sido espectacular. Entre 2007 y 2012, la producción de *shale gas* en EE UU aumentó más de un 50 por ciento cada año, y su cuota en la producción total de gas estadounidense pasó del cinco al 39 por cien. Las terminales que se habían diseñado para traer gas natural licuado (GNL) extranjero a los consumidores estadounidenses se están modificando para exportar al extranjero GNL estadounidense. Entre 2007 y 2012, el *fracking* también multiplicó por 18 la producción de lo que se conoce como *shale oil*, un petróleo de alta calidad que se encuentra en el esquisto o en la arenisca y que se puede liberar mediante esta tecnología. Este incremento ha logrado invertir el descenso de la producción de crudo estadounidense, que aumentó un 50 por cien entre 2008 y 2013. Gracias a estos avances, EE UU está listo para convertirse en una superpotencia energética. En 2013 ya superó a Rusia como principal productor de energía mundial y, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en 2015 desbancará a Arabia Saudí como mayor productor de crudo.

La revolución del *fracking* exigió algo más que una geología favorable; también requirió inversores sin aversión al riesgo, un régimen de derechos de la propiedad que permitió a los propietarios de terrenos reclamar los recursos subterráneos, una red de proveedores de servicios y de infraestructuras de suministro, y una estructura del sector caracterizada por miles de empresarios en vez de por una única empresa petrolera nacional. Aunque muchos países disponen de la roca adecuada, ninguno de ellos, salvo Canadá, cuenta con un entorno industrial tan favorable como el de EE UU.

La revolución energética estadounidense no solo tiene consecuencias comerciales; también tiene repercusiones geopolíticas de gran alcance. Los mapas del comercio mundial de energía ya se están volviendo a trazar porque las importaciones estadounidenses siguen disminuyendo y los exportadores encuentran nuevos mercados. La mayor parte del petróleo de África Occidental, por ejemplo, se exporta a Asia en vez de a EE UU. Y a medida que la producción estadounidense siga aumentando, ejercerá mayor presión a la baja sobre los precios mundiales del gas y del petróleo,

reduciendo así la influencia geopolítica que algunos suministradores de energía han ejercido durante décadas. La mayoría de los Estados productores de energía que carecen de economías diversificadas, como Rusia y las monarquías del golfo Pérsico, saldrán perdiendo, mientras que los consumidores de energía, como China, India y otros Estados asiáticos, tienen posibilidades de ganar. Si los precios del petróleo caen y se mantienen bajos, todos los gobiernos que dependen de los ingresos de los hidrocarburos sufrirán tensiones.

Sin embargo, el país más beneficiado será EE UU. Desde 1971, cuando la producción de petróleo estadounidense alcanzó su máximo, la energía se ha considerado una carga estratégica para el país, ya que la demanda cada vez mayor de combustibles fósiles a un precio razonable exige a veces alianzas incongruentes y compromisos complejos en el extranjero. Pero esa lógica ha cambiado totalmente, y la nueva energía impulsará la economía estadounidense y otorgará a Washington una nueva influencia en todo el mundo.¹¹

¹¹ La revolución del 'shale' y el poder de Estados Unidos. Politicaexterior.com

V EL GAS NATURAL EN CHILE EN LA ACTUALIDAD.

V.1 DE DÓNDE SE OBTIENE EL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD.

El gas natural en su totalidad es de origen importado, durante el año 2015 su origen fue desde Trinidad y Tobago, Guinea Ecuatorial, Noruega y Argentina.

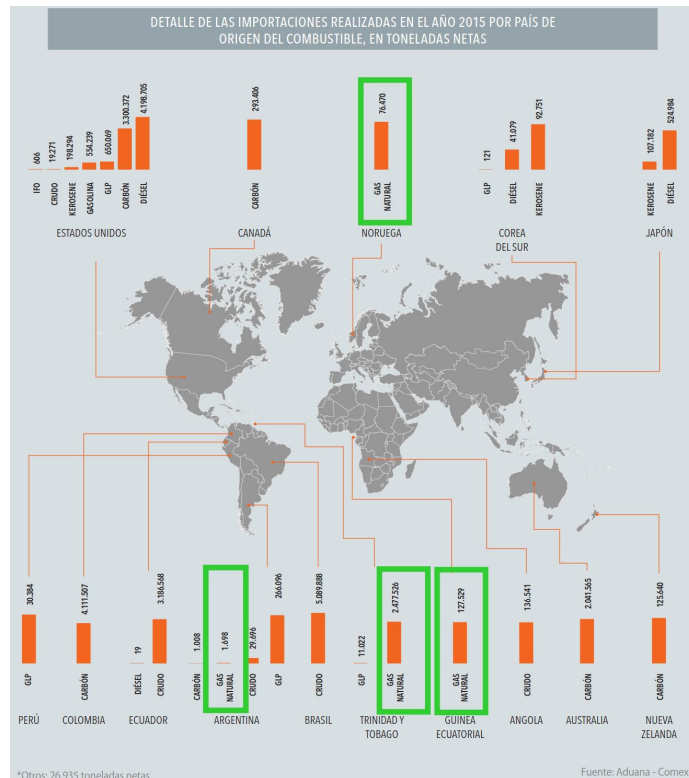
Trinidad y Tobago fue el principal proveedor de gas natural con una participación del 92,3% del total (ver tabla 33).

| PAIS | PESO TONELADAS NETAS | PARTICIPACIÓN |
|--------------------------|----------------------|---------------|
| Trinidad y Tobago | 2.477.526,00 | 92,3% |
| Guinea Ecuatorial | 127.529,00 | 4,8% |
| Noruega | 76.470,00 | 2,8% |
| Argentina | 1.698,00 | 0,1% |
| TOTAL | 2.683.223,00 | 100% |

Tabla 33.- Países de origen del gas natural importado.

Fuente: Anuario estadístico de energía, C.N.E., Chile 2005-2015

En el siguiente mapa podemos ubicar geográficamente los países de origen de procedencia del gas natural.



Detalle de las importaciones realizadas en el año 2015 por país de origen del combustible, en toneladas netas

Fuente: Anuario estadístico de energía, C.N.E., Chile 2005-2015

V.2 DÓNDE SE RECIBE EL GAS NATURAL EN CHILE EN LA ACTUALIDAD.

Actualmente el Gas Natural se recibe a través de los dos terminales de regasificación que existen, ellos son:

Terminal de Regasificación de Mejillones – GNL Mejillones, ubicado en la Región de Antofagasta.

Terminal de Regasificación Quintero – GNL Quintero S.A. , ubicado en la Región de Valparaíso.

Mayor información en el Anexo: “TRANSPORTE DEL GAS NATURAL”

V.3 HACIA DÓNDE SE DISTRIBUYE EL GAS NATURAL HOY.

El Gas Natural una vez recibido en los terminales de regasificación, son distribuidos principalmente en las centrales a Gas Natural en la Región Central a través de gasoductos construidos para este fin, además de abastecer a las redes para fines comerciales y residenciales.

VI ANÁLISIS DEL RECURSO ENERGÉTICO SHALE GAS.

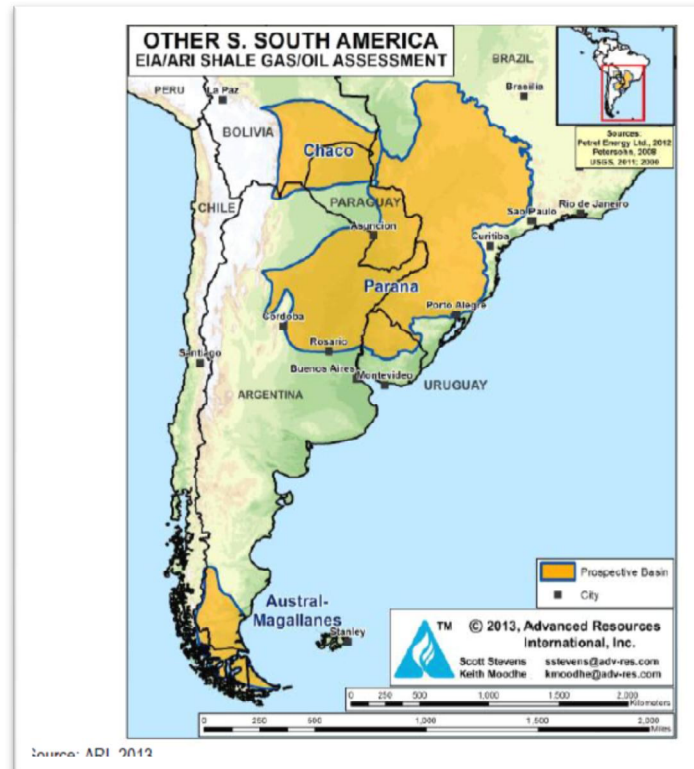
VI.1 GEOGRAFÍA.

Las moléculas de gas son esencialmente las mismas en las distintas fuentes, las formas que éstas han adoptado en la naturaleza –determinadas por sus historias geológicas y características de los componentes de la corteza terrestre que las conforman- varían significativamente unas de otras, forzando el desarrollo de diversas tecnologías para alcanzar los depósitos y extraer el gas en ellos contenido. En atención a las características de la roca que contiene el gas, en la actualidad se habla de “gas convencional” (conventional gas), “gas apretado” (tight gas) y gas de esquisto (“shale gas”).

El gas convencional se encuentra en cavidades en las que se acumula el gas que migra a través de las fisuras y poros interconectados hasta que es detenido por una roca impermeable, formando depósitos de gas.

El gas apretado se encuentra en pequeñas cavidades entre rocas impermeables al gas que al impedir su deslizamiento queda atrapado en pequeños recipientes naturales de gas, para extraerlo se utilizan técnicas de fracturación de rocas, que luego interconectarán los recipientes naturales de gas y luego se dirigirán a la superficie.

El Shale gas, está ubicado en una roca impermeable, debido a ello está atrapado en pequeños poros de la roca madre. Para extraerlo, se hizo necesario desarrollar técnicas de perforación horizontal de precisión, y fractura hidráulica de muy alta presión enriquecida con arena y productos químicos, con la finalidad de mantener abiertas las fracturas y permitir la extracción del gas.



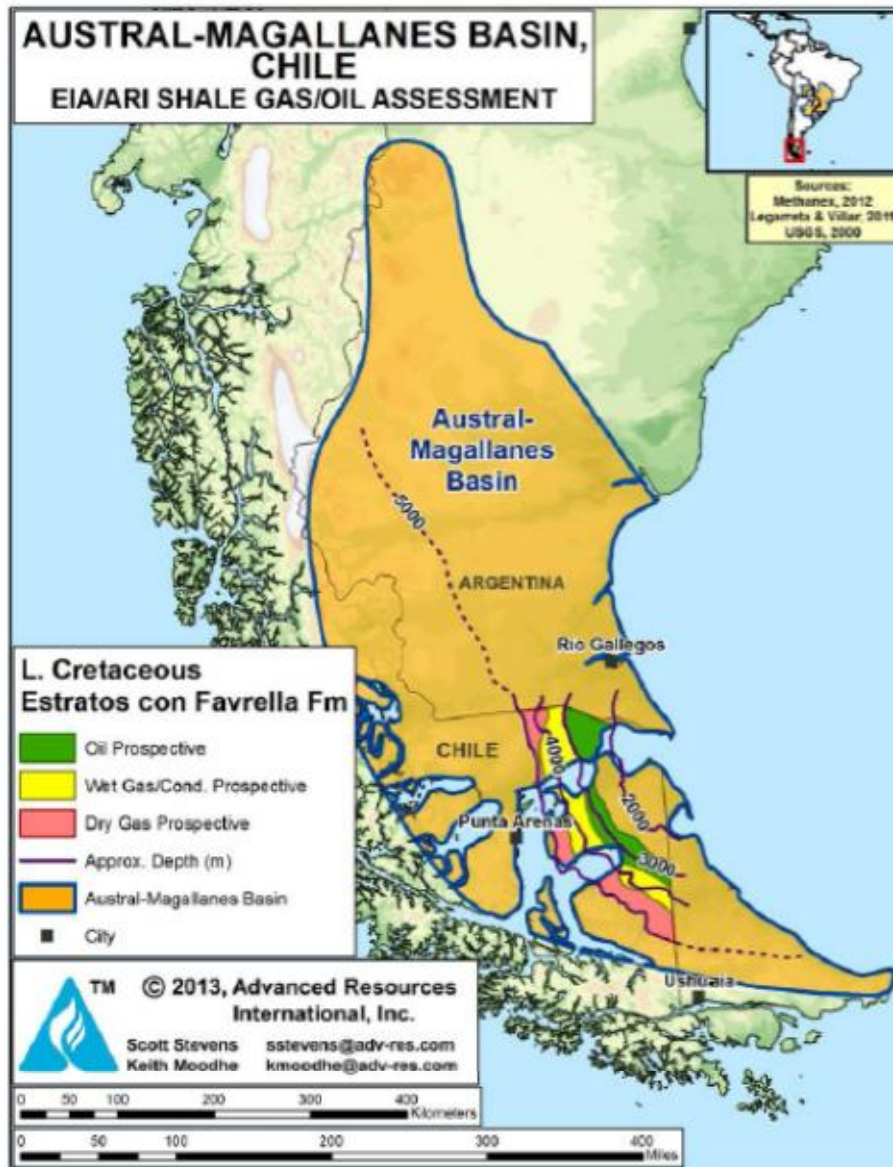
Prospectivas de recursos de Shale Gas y Shale Oil en Bolivia, Chile, Paraguay y Uruguay

U.S. Energy Information Administration (EIA)

VI.2 CUÁNTO PRODUCE.

Según el reporte de EIA/ARI, "Activos de Shale Gas y Shale oil en el mundo", en esta región se estiman que hay 162 Tfc, mencionando que en Chile, las reservas recuperables ascienden a 48,4 Tcf, (ver tabla 34).

Parte del estudio es el de evaluar los beneficio y aporte a la generación eléctrica en el país que resultaría de extraer este combustible.



Reservas en la zona Austral-Magallanes

U.S. Energy Information Administration (EIA)

Table VII-1B. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Bolivia, Chile, Paraguay, and Uruguay.

| Basic Data | Basin/Gross Area | Chaco (157,000 mi ²) | | | Austral-Magallanes (65,000 mi ²) | | | |
|----------------------|--|-------------------------------------|---------------|----------------|---|---------------------|---------------------|-----------------|
| | Shale Formation | Los Monos | | | Estratos con Favrella | | | |
| | Geologic Age | Devonian | | | L. Cretaceous | | | |
| | Depositional Environment | Marine | | | Marine | | | |
| Physical Extent | Prospective Area (mi ²) | 6,870 | 9,890 | 14,210 | 1,580 | 1,920 | 1,500 | |
| | Thickness (ft) | Organically Rich | 1,500 | 1,500 | 1,500 | 800 | 800 | 800 |
| | | Net | 450 | 450 | 450 | 400 | 400 | 400 |
| | Depth (ft) | Interval | 3,300 - 9,000 | 7,000 - 12,000 | 10,000 - 16,400 | 6,600 - 10,000 | 10,000 - 14,500 | 11,500 - 16,400 |
| Average | | 7,000 | 10,000 | 13,000 | 8,000 | 12,000 | 13,500 | |
| Reservoir Properties | Reservoir Pressure | Normal | Normal | Normal | Slightly Overpress. | Slightly Overpress. | Slightly Overpress. | |
| | Average TOC (wt. %) | 2.5% | 2.5% | 2.5% | 3.5% | 3.5% | 3.5% | |
| | Thermal Maturity (% Ro) | 0.85% | 1.15% | 1.50% | 0.85% | 1.15% | 1.60% | |
| | Clay Content | Low | Low | Low | Low/Medium | Low/Medium | Low/Medium | |
| Resource | Gas Phase | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | Assoc. Gas | Wet Gas | Dry Gas | |
| | GIP Concentration (Bcf/mi ²) | 27.8 | 86.8 | 140.5 | 32.5 | 114.8 | 155.9 | |
| | Risked GIP (Tcf) | 28.7 | 128.7 | 299.5 | 23.1 | 99.2 | 105.2 | |
| | Risked Recoverable (Tcf) | 2.9 | 25.7 | 74.9 | 2.3 | 19.8 | 26.3 | |

=48.4Tcf

17, 2013

VII-2



Tabla 34.- Reservas de Shale Gas en Chile.

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

VI.3 DEMANDA EN CHILE AL AÑO 2050.

VI.3.1 RESERVAS DE GAS NATURAL TÉCNICAMENTE RECUPERABLES EN CHILE.

Según el reporte de E.I.A./ARI del año 2013, "Activos de Shale Gas y Shale oil en el mundo", en esta región se estiman que hay 162 Tfc, mencionando que en Chile, las reservas recuperables ascienden a 48,4 TCF¹².

$$1TCF = 1CF \times 10^{12}$$

$$\text{Shale Gas Tecnicamente recuperable en Chile} = 48,4TCF$$

VI.3.2 CÁLCULO DE COMBUSTIBLE FÓSIL PARA GENERAR 1kWh DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

Para determinar la cantidad de gas natural consumido para generar un kWh de energía eléctrica se emplea la siguiente relación matemática definida por la E.I.A¹³.

$$\text{Cantidad de combustible usado para } 1kWh = \frac{\text{Heat Rate [BTU/kWh]}}{\text{Fuel Heat Content } \left[\frac{BTU}{CF} \right]}$$

Cálculo de la cantidad de combustible usado para generar 1 kWh de energía eléctrica

B.T.U. (British Thermal Unit).- Es una unidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales.

C.F. (Cubic Feet).- Pie cúbico, es una unidad de volumen, equivalente al volumen de un cubo de pie por cada lado.

kWh (Kilo Watt-Hora).- Es una unidad de energía eléctrica. 1 Watt-Hora es la energía necesaria para mantener una potencia constante de un Watt (1W) durante una hora. 1 kWh equivale a mil Watt-hora.

HEAT RATE [BTU/kWh]¹⁴:

Es la medida de la eficiencia de un generador o planta de energía que convierte un combustible en calor y en energía eléctrica.

La E.I.A. lo expresa en BTU/per NET generado. Net generado es la cantidad de electricidad que una planta de energía suministra a la línea de transmisión. (Incluye generadores, bombas, ventilación, equipos de control, etc.).

¹² TCF.- Trillones de pies cúbicos.

¹³ EIA.- Energy Information Administration, USA / Administración de la información de la energía, Estados Unidos de Norte América.

¹⁴ Heat Rate.- Consumo específico.

La E.I.A. publica el Heat Rate solo para combustibles fósiles y plantas nucleares.

Para calcular la eficiencia de una planta, se divide 3.412 BTU partido por el Heat Rate de la planta.

Por ejemplo, si el Heat Rate de la planta es de 10.500 BTU:

$$\frac{3.412}{10.500} = 0,3245$$

Por lo tanto la eficiencia de la planta es de aproximadamente 33%.

La E.I.A. publicó los valores históricos de los Heat Rate, según el tipo de generador eléctrico (ver tabla 35).

| | Steam Generator [BTU/kWh] | Gas Turbine [BTU/kWh] | Internal Combustion [BTU/kWh] | Combined Cycle [BTU/kWh] |
|-------------------------------|------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| 2007 | 10.440 | 11.632 | 10.175 | 7.577 |
| 2008 | 10.377 | 11.576 | 9.975 | 7.642 |
| 2009 | 10.427 | 11.560 | 9.958 | 7.605 |
| 2010 | 10.416 | 11.590 | 9.917 | 7.619 |
| 2011 | 10.414 | 11.569 | 9.923 | 7.603 |
| 2012 | 10.385 | 11.499 | 9.991 | 7.615 |
| 2013 | 10.354 | 11.371 | 9.573 | 7.667 |
| 2014 | 10.408 | 11.378 | 9.375 | 7.658 |
| Promedio 2007-2014 | 10.403 | 11.522 | 9.861 | 7.623 |

http://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_08_02.html

Tabla 35.- Promedio probado de Heat Rate por tipo de generador y fuentes de energía 2007-2014

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

FUEL HEAT CONTENT [BTU/cf]¹⁵:

Es la cantidad de energía para ser liberado por la transformación o para su uso de una unidad física especificada (kWh, pies cúbicos [CF] de gas natural, etc.). La cantidad de energía es expresada en BTU/CF.

En otras palabras es la cantidad de energía liberada cuando se quema un volumen de gas.

La E.I.A. publicó los valores históricos de los Fuel Heat Contents, según el tipo de combustible fósil (ver tabla 36).

¹⁵ Fuel Heat Content.- Contenido de calor en un combustible.

| | GAS NATURAL Promedio [BTU/cf] |
|-------------------------------|--|
| 2007 | 1.027 |
| 2008 | 1.027 |
| 2009 | 1.025 |
| 2010 | 1.022 |
| 2011 | 1.021 |
| 2012 | 1.023 |
| 2013 | 1.026 |
| 2014 | 1.029 |
| Promedio 2007-2014 | 1.025 |

https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_07_03.html

Tabla 36.- FUEL HEAT CONTENTS: Cantidad promedio de combustible fósil para la industria eléctrica.2007-2014

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Para determinar la cantidad de gas natural para generar 1kWh se utiliza la relación:

$$Cantidad\ de\ combustible\ usado\ para\ 1kWh = \frac{Heat\ Rate\ [BTU/kWh]}{Fuel\ Heat\ Content\ [\frac{BTU}{CF}]}$$

Para los fines de este cálculo se utilizan los valores de Heat Rate para las centrales termoeléctricas de ciclo combinado, por considerarlas más eficientes que las otras tres (generador de vapor, turbina de gas y generador de combustión interna)

Utilizando la relación se obtienen dos filas de resultados:

Para la primera fila (2014) se utilizaron los valores de Heat Rate y Fuel Heat Content del año 2014, es decir, 7.658 [BTU/kWh] y 1.029 [BTU/CF] respectivamente.

Para la segunda fila (promedio 2007-2014) se utilizaron los valores promedio de Heat Rate y Fuel Heat Content durante los años 2007-2014, es decir, 7.623 [BTU/kWh] y 1.025 [BTU/CF] respectivamente.

La siguiente tabla muestra el volumen a consumir de combustible en pies cúbicos para poder generar 1 kWh (kilo watt-hora) según la tecnología del generador (ver tabla 37):

| | Steam Generator [cf/kWh] | Gas Turbine [cf/kWh] | Internal Combustion [cf/kWh] | Combined cycle [cf/kWh] |
|-------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------------------|
| 2014 | 10,11 | 11,20 | 9,58 | 7,41 |
| Promedio 2007-2014 | 10,15 | 11,24 | 9,62 | 7,44 |

Tabla 37.- Cantidad de combustible en pies cubicos para generar 1kWh

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

Steam Generator.- Generador eléctrico de vapor.

Gas Turbine.- Turbina de gas.

Internal Combustion.- Generador a combustión interna.

Combined Cycle.- Generador de ciclo combinado.

Según este cálculo, para poder generar energía eléctrica equivalente a un kWh, en una central termoeléctrica de ciclo combinado se requiere un volumen de 7,44 CF (7,44 de pies cúbicos) de gas natural.

$$1kWh = 7,44 CF$$

VI.3.3 CÁLCULO DE COMBUSTIBLE FÓSIL PARA GENERAR 1GWh DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

Se muestran las equivalencias para poder relacionar un Giga Watt-hora con el kilo Watt-hora.

$$1kWh = 10^3 Wh$$

$$1GWh = 10^9 Wh$$

$$1GWh = 10^6 kWh$$

Para calcular cuánto combustible se requiere para generar 1GWh, efectuamos la siguiente relación:

$$1GWh = 7,44x 10^6 CF$$

De esta manera obtenemos el siguiente valor:

$$1GWh = 7.437.317,07 CF$$

Es decir, que para generar 1GWh de energía eléctrica, mediante una central de ciclo combinado, se requiere consumir 7.437.317,07 pies cúbicos de gas natural.

Ahora relacionaremos este valor en unidades TCF (trillones de pies cúbicos), para poder relacionarlo con la cantidad técnicamente recuperable de gas natural disponible en Chile.

$$1TCF = 10^{12} CF$$

$$1GWh = 7.437.317,07 CF \times \frac{1TCF}{10^{12}CF}$$

$$1GWh = 0,00000744 TCF$$

Es decir, que para generar 1GWh de energía eléctrica, mediante una central de ciclo combinado, se requiere consumir 0,00000744 TCF (trillones de pies cúbicos) de gas natural.

VI.3.4 ANÁLISIS DE DISTINTOS ESCENARIOS PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN CHILE AL AÑO 2050.

Se proyecta que para el año 2050, según las tablas 17 y 18, el consumo total de energía eléctrica será de 129.282 GWh. Para el análisis de los escenarios se considera las estimaciones de la Hoja de Ruta 2050, es escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación (ver tabla 19).

Según cada Sub escenario, se considera que la generación termoeléctrica será de

E1.- Escenario 1, 14% de generación termoeléctrica.

E2.- Escenario 2, 7% de generación termoeléctrica.

E3.- Escenario 3, 30% de generación termoeléctrica.

E4.- Escenario 4, 14% de generación termoeléctrica.

- A) Considerando que el Shale Gas formaría parte del total de la generación termoeléctrica al año 2050, según el escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación escenario, Sub-escenario E1, se tiene que:

Energía eléctrica generada por las centrales termoeléctricas en el 2050 = 18.009,48GWh

Para el año 2050 se prevé que la generación termoeléctricas a gas natural sea de **18.009,48 GWh** de electricidad (equivalente al 14% de 129.282 GWh). Para generar esta energía eléctrica, se requiere consumir 0,13 TCF de gas natural para ese año, esta cantidad de gas equivale a un 0,28% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas.

Teniendo como un horizonte al año 2050 una generación termoeléctrica de **18.009,48 GWh**, se hace una progresión lineal con inicio en el año 2015 hasta el 2050, obteniéndose con ello el consumo de Shale Gas de 2,42 de TFC, lo que representa un 5% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas (ver tabla 38).

| AÑO | CONSUMO | | PORCENTAJE DE USO |
|------------------------------------|-----------|-------------|-------------------|
| | GW h | TCF | |
| 2015 | - | - | 0,00% |
| 2016 | 517,13 | 0,00 | 0,01% |
| 2017 | 1.034,26 | 0,01 | 0,02% |
| 2018 | 1.551,38 | 0,01 | 0,02% |
| 2019 | 2.068,51 | 0,02 | 0,03% |
| 2020 | 2.585,64 | 0,02 | 0,04% |
| 2021 | 3.102,77 | 0,02 | 0,05% |
| 2022 | 3.619,90 | 0,03 | 0,06% |
| 2023 | 4.137,02 | 0,03 | 0,06% |
| 2024 | 4.654,15 | 0,03 | 0,07% |
| 2025 | 5.171,28 | 0,04 | 0,08% |
| 2026 | 5.688,41 | 0,04 | 0,09% |
| 2027 | 6.205,54 | 0,05 | 0,10% |
| 2028 | 6.722,66 | 0,05 | 0,10% |
| 2029 | 7.239,79 | 0,05 | 0,11% |
| 2030 | 7.756,92 | 0,06 | 0,12% |
| 2031 | 8.274,05 | 0,06 | 0,13% |
| 2032 | 8.791,18 | 0,07 | 0,14% |
| 2033 | 9.308,30 | 0,07 | 0,14% |
| 2034 | 9.825,43 | 0,07 | 0,15% |
| 2035 | 10.342,56 | 0,08 | 0,16% |
| 2036 | 10.859,69 | 0,08 | 0,17% |
| 2037 | 11.376,82 | 0,08 | 0,17% |
| 2038 | 11.893,94 | 0,09 | 0,18% |
| 2039 | 12.411,07 | 0,09 | 0,19% |
| 2040 | 12.928,20 | 0,10 | 0,20% |
| 2041 | 13.445,33 | 0,10 | 0,21% |
| 2042 | 13.962,46 | 0,10 | 0,21% |
| 2043 | 14.479,58 | 0,11 | 0,22% |
| 2044 | 14.996,71 | 0,11 | 0,23% |
| 2045 | 15.513,84 | 0,12 | 0,24% |
| 2046 | 16.030,97 | 0,12 | 0,25% |
| 2047 | 16.548,10 | 0,12 | 0,25% |
| 2048 | 17.065,22 | 0,13 | 0,26% |
| 2049 | 17.582,35 | 0,13 | 0,27% |
| 2050 | 18.099,48 | 0,13 | 0,28% |
| TOTAL CONSUMIDO AL AÑO 2050 | | 2,42 | 5,0% |

Tabla 38.- Generación termoelectrica al año 2050. Política Lineamiento Estratégico + Electrificación, escenario E1: 14% de participación de las centrales termoelectricas

- B) Considerando que el Shale Gas formaría parte del total de la generación termoeléctrica al año 2050, según el escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación escenario, Sub-escenario E2, se tiene que:

Energía eléctrica generada por las centrales termoeléctricas en el 2050 = 9.049,74GWh

Para el año 2050 se prevé que la generación termoeléctricas a gas natural sea de **9.049,74 GWh** de electricidad (equivalente al 7% de 129.282 GWh). Para generar esta energía eléctrica, se requiere consumir 0,07 TCF de gas natural para ese año, esta cantidad de gas equivale a un 0,14% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas.

Teniendo como un horizonte al año 2050 una generación termoeléctrica de **9.049,74 GWh**, se hace una progresión lineal con inicio en el año 2015 hasta el 2050, obteniéndose con ello el consumo de Shale Gas de 1,21 de TFC, lo que representa un 2,5% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas (ver tabla 39).

| AÑO | CONSUMO | | PORCENTAJE DE USO |
|------------------------------------|----------|-------------|-------------------|
| | GW h | TCF | |
| 2015 | - | - | 0,00% |
| 2016 | 258,56 | 0,00 | 0,00% |
| 2017 | 517,13 | 0,00 | 0,01% |
| 2018 | 775,69 | 0,01 | 0,01% |
| 2019 | 1.034,26 | 0,01 | 0,02% |
| 2020 | 1.292,82 | 0,01 | 0,02% |
| 2021 | 1.551,38 | 0,01 | 0,02% |
| 2022 | 1.809,95 | 0,01 | 0,03% |
| 2023 | 2.068,51 | 0,02 | 0,03% |
| 2024 | 2.327,08 | 0,02 | 0,04% |
| 2025 | 2.585,64 | 0,02 | 0,04% |
| 2026 | 2.844,20 | 0,02 | 0,04% |
| 2027 | 3.102,77 | 0,02 | 0,05% |
| 2028 | 3.361,33 | 0,02 | 0,05% |
| 2029 | 3.619,90 | 0,03 | 0,06% |
| 2030 | 3.878,46 | 0,03 | 0,06% |
| 2031 | 4.137,02 | 0,03 | 0,06% |
| 2032 | 4.395,59 | 0,03 | 0,07% |
| 2033 | 4.654,15 | 0,03 | 0,07% |
| 2034 | 4.912,72 | 0,04 | 0,08% |
| 2035 | 5.171,28 | 0,04 | 0,08% |
| 2036 | 5.429,84 | 0,04 | 0,08% |
| 2037 | 5.688,41 | 0,04 | 0,09% |
| 2038 | 5.946,97 | 0,04 | 0,09% |
| 2039 | 6.205,54 | 0,05 | 0,10% |
| 2040 | 6.464,10 | 0,05 | 0,10% |
| 2041 | 6.722,66 | 0,05 | 0,10% |
| 2042 | 6.981,23 | 0,05 | 0,11% |
| 2043 | 7.239,79 | 0,05 | 0,11% |
| 2044 | 7.498,36 | 0,06 | 0,12% |
| 2045 | 7.756,92 | 0,06 | 0,12% |
| 2046 | 8.015,48 | 0,06 | 0,12% |
| 2047 | 8.274,05 | 0,06 | 0,13% |
| 2048 | 8.532,61 | 0,06 | 0,13% |
| 2049 | 8.791,18 | 0,07 | 0,14% |
| 2050 | 9.049,74 | 0,07 | 0,14% |
| TOTAL CONSUMIDO AL AÑO 2050 | | 1,21 | 2,5% |

Tabla 39.- Generación termoeléctrica al año 2050. Política Lineamiento Estratégico + Electrificación, escenario E2: 7% de participación de las centrales termoeléctricas

- C) Considerando que el Shale Gas formaría parte del total de la generación termoeléctrica al año 2050, según el escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación escenario, Sub-escenario E3, se tiene que:

Energía eléctrica generada por las centrales termoeléctricas en el 2050 = 38.784,60GWh

Para el año 2050 se prevé que la generación termoeléctricas a gas natural sea de **38.784,60 GWh** de electricidad (equivalente al 30% de 129.282 GWh). Para generar esta energía eléctrica, se requiere consumir 0,29 TCF de gas natural para ese año, esta cantidad de gas equivale a un 0,6% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas.

Teniendo como un horizonte al año 2050 una generación termoeléctrica de **38.784,60 GWh**, se hace una progresión lineal con inicio en el año 2015 hasta el 2050, obteniéndose con ello el consumo de Shale Gas de 5,19 de TFC, lo que representa un 10.7% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas (ver tabla 40).

| AÑO | CONSUMO | | PORCENTAJE DE USO |
|------------------------------------|-----------|-------------|-------------------|
| | GW h | TCF | |
| 2015 | - | - | 0,00% |
| 2016 | 1.108,13 | 0,01 | 0,02% |
| 2017 | 2.216,26 | 0,02 | 0,03% |
| 2018 | 3.324,39 | 0,02 | 0,05% |
| 2019 | 4.432,53 | 0,03 | 0,07% |
| 2020 | 5.540,66 | 0,04 | 0,09% |
| 2021 | 6.648,79 | 0,05 | 0,10% |
| 2022 | 7.756,92 | 0,06 | 0,12% |
| 2023 | 8.865,05 | 0,07 | 0,14% |
| 2024 | 9.973,18 | 0,07 | 0,15% |
| 2025 | 11.081,31 | 0,08 | 0,17% |
| 2026 | 12.189,45 | 0,09 | 0,19% |
| 2027 | 13.297,58 | 0,10 | 0,20% |
| 2028 | 14.405,71 | 0,11 | 0,22% |
| 2029 | 15.513,84 | 0,12 | 0,24% |
| 2030 | 16.621,97 | 0,12 | 0,26% |
| 2031 | 17.730,10 | 0,13 | 0,27% |
| 2032 | 18.838,23 | 0,14 | 0,29% |
| 2033 | 19.946,37 | 0,15 | 0,31% |
| 2034 | 21.054,50 | 0,16 | 0,32% |
| 2035 | 22.162,63 | 0,16 | 0,34% |
| 2036 | 23.270,76 | 0,17 | 0,36% |
| 2037 | 24.378,89 | 0,18 | 0,37% |
| 2038 | 25.487,02 | 0,19 | 0,39% |
| 2039 | 26.595,15 | 0,20 | 0,41% |
| 2040 | 27.703,29 | 0,21 | 0,43% |
| 2041 | 28.811,42 | 0,21 | 0,44% |
| 2042 | 29.919,55 | 0,22 | 0,46% |
| 2043 | 31.027,68 | 0,23 | 0,48% |
| 2044 | 32.135,81 | 0,24 | 0,49% |
| 2045 | 33.243,94 | 0,25 | 0,51% |
| 2046 | 34.352,07 | 0,26 | 0,53% |
| 2047 | 35.460,21 | 0,26 | 0,54% |
| 2048 | 36.568,34 | 0,27 | 0,56% |
| 2049 | 37.676,47 | 0,28 | 0,58% |
| 2050 | 38.784,60 | 0,29 | 0,60% |
| TOTAL CONSUMIDO AL AÑO 2050 | | 5,19 | 10,7% |

Tabla 40.- Generación termoelectrica al año 2050. Política Lineamiento Estratégico + Electrificación, escenario E3: 30% de participación de las centrales termoelectricas

- D) Considerando que el Shale Gas formaría parte del total de la generación termoeléctrica al año 2050, según el escenario Lineamiento Estratégico + Electrificación escenario, Sub-escenario E4, se tiene que:

Energía eléctrica generada por las centrales termoeléctricas en el 2050 = 18.099,48GWh

Para el año 2050 se prevé que la generación termoeléctricas a gas natural sea de **18.099,48 GWh** de electricidad (equivalente al 14% de 129.282 GWh). Para generar esta energía eléctrica, se requiere consumir 0,13 TCF de gas natural para ese año, esta cantidad de gas equivale a un 0,3% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas.

Teniendo como un horizonte al año 2050 una generación termoeléctrica de **18.099,48 GWh**, se hace una progresión lineal con inicio en el año 2015 hasta el 2050, obteniéndose con ello el consumo de Shale Gas de 2,42 de TFC, lo que representa un 5.0% de las reservas técnicamente recuperables de Shale Gas (ver tabla 41).

| CONSUMO | | | |
|------------------------------------|-----------|-------------|-------------------|
| AÑO | GW h | TCF | PORCENTAJE DE USO |
| 2015 | - | - | 0,00% |
| 2016 | 517,13 | 0,00 | 0,01% |
| 2017 | 1.034,26 | 0,01 | 0,02% |
| 2018 | 1.551,38 | 0,01 | 0,02% |
| 2019 | 2.068,51 | 0,02 | 0,03% |
| 2020 | 2.585,64 | 0,02 | 0,04% |
| 2021 | 3.102,77 | 0,02 | 0,05% |
| 2022 | 3.619,90 | 0,03 | 0,06% |
| 2023 | 4.137,02 | 0,03 | 0,06% |
| 2024 | 4.654,15 | 0,03 | 0,07% |
| 2025 | 5.171,28 | 0,04 | 0,08% |
| 2026 | 5.688,41 | 0,04 | 0,09% |
| 2027 | 6.205,54 | 0,05 | 0,10% |
| 2028 | 6.722,66 | 0,05 | 0,10% |
| 2029 | 7.239,79 | 0,05 | 0,11% |
| 2030 | 7.756,92 | 0,06 | 0,12% |
| 2031 | 8.274,05 | 0,06 | 0,13% |
| 2032 | 8.791,18 | 0,07 | 0,14% |
| 2033 | 9.308,30 | 0,07 | 0,14% |
| 2034 | 9.825,43 | 0,07 | 0,15% |
| 2035 | 10.342,56 | 0,08 | 0,16% |
| 2036 | 10.859,69 | 0,08 | 0,17% |
| 2037 | 11.376,82 | 0,08 | 0,17% |
| 2038 | 11.893,94 | 0,09 | 0,18% |
| 2039 | 12.411,07 | 0,09 | 0,19% |
| 2040 | 12.928,20 | 0,10 | 0,20% |
| 2041 | 13.445,33 | 0,10 | 0,21% |
| 2042 | 13.962,46 | 0,10 | 0,21% |
| 2043 | 14.479,58 | 0,11 | 0,22% |
| 2044 | 14.996,71 | 0,11 | 0,23% |
| 2045 | 15.513,84 | 0,12 | 0,24% |
| 2046 | 16.030,97 | 0,12 | 0,25% |
| 2047 | 16.548,10 | 0,12 | 0,25% |
| 2048 | 17.065,22 | 0,13 | 0,26% |
| 2049 | 17.582,35 | 0,13 | 0,27% |
| 2050 | 18.099,48 | 0,13 | 0,3% |
| TOTAL CONSUMIDO AL AÑO 2050 | | 2,42 | 5,0% |

Tabla 41.- Generación termoelectrica al año 2050. Política Lineamiento Estratégico + Electrificación, escenario E4: 14% de participación de las centrales termoelectricas

VI.4 RELEVANCIA SOCIAL.

La explotación de un recurso propio, técnicamente recuperable en Chile, podría impactar de la siguiente manera a la sociedad:

Ampliar la cobertura del gas natural.- Se ampliaría la cobertura del gas natural para uso domiciliario y comercial, beneficiando directamente a la población con menores precios del combustible.

Menores precios de la energía eléctrica.- Se reduciría drásticamente los precios, debido a los menores costos de producción.

Independencia energética.- Se reduciría la dependencia energética del Gas Natural, ya que en la actualidad se importa el 100% de este recurso.

Mejora de competitividad del país.- Se mejoraría la competitividad del país reduciendo los costos de energía, principalmente en la industria minera.

Reducción de la contaminación ambiental.- Se reduciría la contaminación ambiental al reemplazar las centrales eléctricas más contaminantes como son las de Diesel y Carbón por las de Gas Natural.

La maximización de estos beneficios va de la mano de la confianza generada de las comunidades directamente involucradas con la extracción de este recurso energético como lo es la Región de Magallanes.

VI.5 RELEVANCIA AMBIENTAL.

Debido a que esta tecnología es nueva, y muchos componentes y procesos de explotación se encuentran patentados, existen muchos mitos sobre la contaminación ambiental que resulta de explotar este recurso energético Shale Gas, tales como posibles temblores y hundimientos en las superficies a explotar, así como contaminación del agua subterránea debido a los materiales químicos para realizar la fractura hidráulica, el uso de enormes cantidades de agua con la poca recuperación de ella, el almacenamiento y tratamiento del agua contaminada recuperada, etc.

El cuantificar estos impactos ambientales, así como desarrollar o aplicar los medios de mitigación empleados en otros países es relevante para la aceptación de las comunidades involucradas.

VII COSTOS.

De estos cuatro escenarios analizados, se muestra que la explotación del Shale Gas es atractiva y lograría abastecer hacia el año 2050 al mercado interno de generación de electricidad mediante las centrales termoeléctricas.

VII.1 PRECIOS DEL GAS NATURAL.

A diferencia de otros productos básicos, el gas natural no tiene un precio internacional de referencia el cual sea aceptado por todos los mercados. Por ejemplo, el precio del Cobre se determina en el mercado de Londres (London Metal Exchange) y en el de Nueva York (Comex). Los precios del trigo y maíz se determinan en el Chicago Mercantile. El precio del petróleo, para el mercado de Estados Unidos se determina en el West Texas Intermediate (WTI) que cotiza en New York Mercantile Exchange y el precio de referencia en Europa lo determina el Brent, que cotiza en Londres. Uno de los factores clave que inciden en la aceptación del precio que se fija en estos mercados es la generalizada facilidad para el transporte de estos "commodities".

No sucede lo mismo con el gas natural, hasta hace algunos años, debido a las condiciones físicas y químicas del gas natural, éste podía ser transportado a través de gasoductos. En América Latina se construyeron 5 gasoductos entre Argentina y Chile (hoy casi en desuso) y el gasoducto Santa Cruz-Sao Paulo tiene 3.150 km.

Por este motivo, los precios del gas natural no se fijan tomando como referencia lo que dice el mercado internacional, sino que provienen de acuerdos entre ambas partes, por ejemplo, el precio del gas natural de Colombia (que no lo exporta) es distinto al de Bolivia y distinto al de Argentina, que a su vez es distinto al de Perú.

En Estados Unidos existe un precio de mercado, se llama "Henry Hub".

En los últimos años ha cobrado importancia el transporte marítimo de gas natural a través de los buques metaneros, denominándose Gas Natural Licuado (GNL).

Se afirma que a medida que se desarrolle el mercado de GNL, el gas se volverá un commodity y su precio será el mismo en todo el mundo.

Los precios históricos del Henry Hub durante los años 2005 al 2015 se muestran en la siguiente tabla (ver tabla 42).

| EVOLUCIÓN DEL HENRY HUB | |
|-------------------------|-----------|
| AÑO | USD/MMBtu |
| 2005 | 8,81 |
| 2006 | 6,74 |
| 2007 | 6,98 |
| 2008 | 8,95 |
| 2009 | 3,95 |
| 2010 | 4,39 |
| 2011 | 4 |
| 2012 | 2,75 |
| 2013 | 3,73 |
| 2014 | 4,36 |
| 2015 | 2,61 |

Tabla 42.- Precios del gas natural 2005 al 2015

Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA)

VII.1 COSTO NIVELADO DE ENERGÍA (LCOE)

El costo nivelado de energía (del inglés: Levelised cost of electricity, LCOE) es un valor que representa el costo total, tales como: costo de inversión, costo fijo (operación y mantenimiento) y costo variable para producir un megawatt hora de energía (1 MWh) usando una tecnología específica.¹⁶

Las diferentes tecnologías de generación tienen distintas características de costos y rendimientos que pueden resultar difíciles de comparar. Por ejemplo, las plantas que utilizan combustibles fósiles pueden generar en todo momento, sin embargo tienen como inconveniente que los precios son muy volátiles, altos costos de operación, cortes de energía que son impredecibles para las reparaciones y un impacto ambiental, que en contraposición las tecnologías ERNC no producen. Por otro lado en tecnologías ERNC como las plantas fotovoltaicas, el “combustible” es la luz solar, el cual es gratuito pero tiene el inconveniente de que sólo pueden generar durante el día, a no ser que exista el sistema de almacenamiento necesario que permita abastecer el consumo para el resto del tiempo. En el caso de las grandes centrales hidroeléctricas, enfrentan generalmente bajos costos de combustible y generación, pero los costos de construcción son generalmente altos por las largas distancias que deben recorrer las líneas de transmisión hasta abastecer los consumos, generan daños en los ecosistemas y comunidades y son muy vulnerables a la escasez de agua.¹⁷

Se muestran los costos LCOE según el tipo de fuente de generación eléctrica (ver tabla 43):

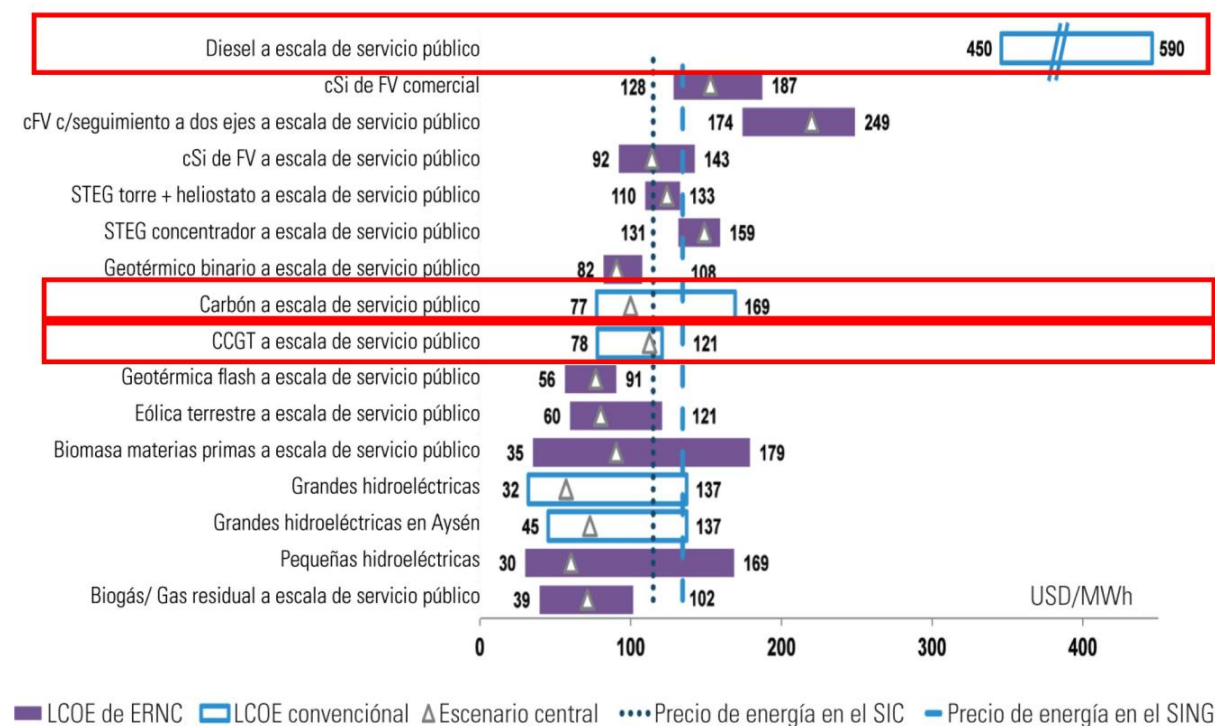


Tabla 43.- Costo nivelado de energía en Chile, LCOE al año 2020

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energía

¹⁶ World Energy Perspective, Cost of Energy Technologies. World Energy Council.

¹⁷ Costo Nivelado de Energía: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/costoNivelado.html>

De la tabla 43, se seleccionan los tres tipos de combustibles a analizar, es decir, Diesel, Carbón y Gas Natural, se determina el valor promedio de LCOE para cada tipo de combustible (ver tabla 44):

| | LCOE Mínimo (USD/MWh) | LCOE Máximo (USD/MWh) | LCOE Promedio (USD/MWh) |
|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|
| Diesel | 450 | 590 | 520 |
| Carbón | 77 | 169 | 123 |
| Gas natural | 78 | 121 | 99,5 |

Tabla 44.- Valores de LCOE según tipo de combustible al año 2020

Fuente: Bloomberg New Energy Finance, Valgesta Energia

Comparativa del Costo Nivelado de Energía según la generación termoeléctrica en el año 2015. (ver tabla 45):

| | MWh | USD | Comparativa |
|--------------------|---------------|------------------|--------------------|
| Diesel | 2.393.000,00 | 1.244.360.000,00 | 109% |
| Carbón | 28.462.000,24 | 3.500.826.029,52 | 308% |
| Gas Natural | 11.425.000,25 | 1.136.787.524,88 | Linea base |

Tabla 45.- Costo de generación según tipo de combustible al año 2015.

Considerando los escenarios E1 y E4, el que contempla que la generación termoeléctrica sería del 14% del total de la energía generada, se obtienen los costos de cada generación según el tipo de combustible, si todo ese 14% fuese producido por centrales eléctricas a Diesel, Carbón y Gas Natural respectivamente (ver tabla 46):

Escenario E1 y E4: 14% de generación termoeléctrica
 Generación Termoeléctrica: **18.009,48** GWh
18.009.480,00 MWh

| | USD | Comparativa |
|--------------------|------------------|-------------|
| Diesel | 9.364.929.600,00 | 523% |
| Carbón | 2.215.166.040,00 | 124% |
| Gas Natural | 1.791.943.260,00 | Linea base |

Tabla 46.- Costo de generación según tipo de combustible al año 2050, según escenario E1 y E4.

Considerando los escenarios E2, el que contempla que la generación termoeléctrica sería del 7% del total de la energía generada, se obtienen los costos de cada generación según el tipo de combustible, si todo ese 7% fuese producido por centrales eléctricas a Diesel, Carbón y Gas Natural respectivamente (ver tabla 47):

Escenario E2: 7% de generación termoeléctrica
 Generación Termoeléctrica: **9.049,74** GWh
9.049.740,00 MWh

| | USD | Comparativa |
|--------------------|------------------|-------------|
| Diesel | 4.705.864.800,00 | 523% |
| Carbón | 1.113.118.020,00 | 124% |
| Gas Natural | 900.449.130,00 | Linea base |

Tabla 47.- Costo de generación según tipo de combustible al año 2050, según escenario E2.

VIII CONCLUSIONES.

Según estudios internacionales como el de la A.I.E, en Chile existe el Shale Gas, con una cantidad técnicamente recuperable de 48,4 TCF, este recurso podría ser extraído utilizando tecnología patentada por empresas Norteamericanas.

Con la cantidad de 48,4 TCF de Gas natural obtenido a través del Shale Gas, es posible consumir un 10,7% del total en el peor escenario analizado hacia el año 2050, teniendo una armonía con la visión país Hoja de Ruta 2050 que es la de generar un 70% de energía renovable, siendo el Shale Gas un recurso no renovable.

Generar electricidad a Carbón cuesta 124% más que generar electricidad a gas natural y generar a Diesel cuesta 523% más que generar a gas natural, según el "Costo Nivelado de Energía".

El empleo de este recurso energético Shale Gas será importante para que el país logre una autonomía energética y por ende apoye al desarrollo del país, sus beneficios son tangibles, a nivel de reducción de precios de la energía, reducción de los costos de producción de las plantas industriales, en especial de la minería y reducción del impacto ambiental comparado con las existentes centrales eléctricas a Carbón y Diesel.

IX RECOMENDACIONES.

Se recomienda evaluar en un estudio aparte el impacto ambiental de esta propuesta energética, ya que es una tecnología nueva, que requiere cantidades enormes de agua, y componentes químicos que podrían contaminar el subsuelo.

Se recomienda plantear al gobierno que revise y adecúe la normatividad legal para efectos de la explotación comercial del Shale Gas.

Se recomienda concretar el impuesto al uso del carbón como parte de la Hoja de Ruta 2050 y de esta forma impulsar el uso de otros recursos energéticos como el Shale Gas.

Se recomienda evaluar la construcción de nuevas puertos de regasificación para el país incluyendo Isla de Pascua, con la finalidad de que todo el país pueda utilizar el Shale Gas.

Se recomienda difundir la existencia de este recurso energético en Chile para que la población tome conciencia de la importancia de este recurso, de su utilización y los beneficios al país, el cual no lo tienen todos los países del mundo.

X BIBLIOLOGRAFÍA.

Anuario estadístico de energía Chile 2005-2015. Comisión Nacional de Energía. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. 2015.

Escenarios Referenciales para la Mitigación del Cambio Climático en Chile Fase 1. MAPS Chile. Gobierno de Chile. 2013.

Escenarios Referenciales para la Mitigación del Cambio Climático en Chile Fase 2. MAPS Chile. Gobierno de Chile. 2014.

Escenarios Referenciales para la Mitigación del Cambio Climático en Chile Fase 3. MAPS Chile. Gobierno de Chile. 2016.

Estudio de Previsión de Demanda 2015-2035 (2050). Dirección de Planificación y Desarrollo, CDEC-SIC. 2015

Hoja de Ruta 2050, Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile. Comité Consultivo de Energía 2050. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. 2015.

International Energy Outlook 2016, U.S. Energy Information Administration. 2016.

Reporte Mensual Energético. Comisión Nacional de Energía. Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. 2016.

Sistemas de Transporte de gas natural, Informe quincenal. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, Perú, 2012.

World Energy Perspective, Cost of Energy Technologies. World Energy Council 2013.

Costo Nivelado de Energía en Chile. Bloomberg new energy finance 2011.

Costo Nivelado de Energía: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/renoSM/costoNivelado.html>

<http://www.gnlpenco.cl/preguntas-frecuentes/>

XI ANEXOS.

XI.1 TRANSPORTE DEL GAS NATURAL.

El traslado hacia Chile del gas natural se da principalmente por vía marítima. Para este efecto, el Gas Natural pasa por los siguientes procesos:

Licuefacción.- El gas extraído en su lugar de origen es criogenizado, este proceso permite enfriar el gas natural a -160°C a presión atmosférica, logrando con ello reducir en 600 veces su volumen y convirtiéndolo en un líquido, es decir, Gas Natural Licuado (GNL), con ello se hace económicamente viable y seguro su transporte. El GNL es inodoro, incoloro, no tóxico

Transporte.- Una vez obtenido el GNL, es inyectado a unos buques metaneros, estos buques cuentan con tanques diseñados para almacenar y mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura hacia el lugar de destino.

Los buques utilizan Gas Natural como propulsión, consumiendo de 0.15% a 0.30% del volumen transportado por día.

La capacidad de transporte de mayoría de los buques metaneros varían entre 19.000 m³ y 143.000 m³, siendo los más comunes los de volúmenes comprendidos entre 125.000 m³ y 140.000 m³.



Buque metanero para transporte de GNL

Regasificación.- Consiste en devolverle al gas natural el calor que le había sido removido durante el proceso de licuefacción. Una vez llegado a destino, los buques se estacionan en embarcaderos llamados de regasificación, estos embarcaderos son diseñados para atraque y descarga de buques metaneros.

Desde el embarcadero se bombea el GNL hacia los tanques de almacenamiento, quedando almacenados a una temperatura de -160°C , cada tanque de almacenamiento están conectados con unos vaporizadores, los que en su mayoría utilizan agua de mar como fluido intercambiador, ya que el agua de mar posee una temperatura promedio de 15°C . Por último el gas es presurizado y se inyecta en el gasoducto usualmente a una presión de 80bar.

TERMINALES DE REGASIFICACIÓN EN CHILE.

En Chile existen dos terminales de regasificación: el terminal de GNL Quintero, ubicado en la bahía de Quintero, en la Región de Valparaíso, y el terminal de GNL Mejillones, ubicado en la bahía de Mejillones en la Región de Antofagasta.



Terminal de Quintero, embarcadero de regasificación.



Terminal de Quintero, tanques de almacenamiento.

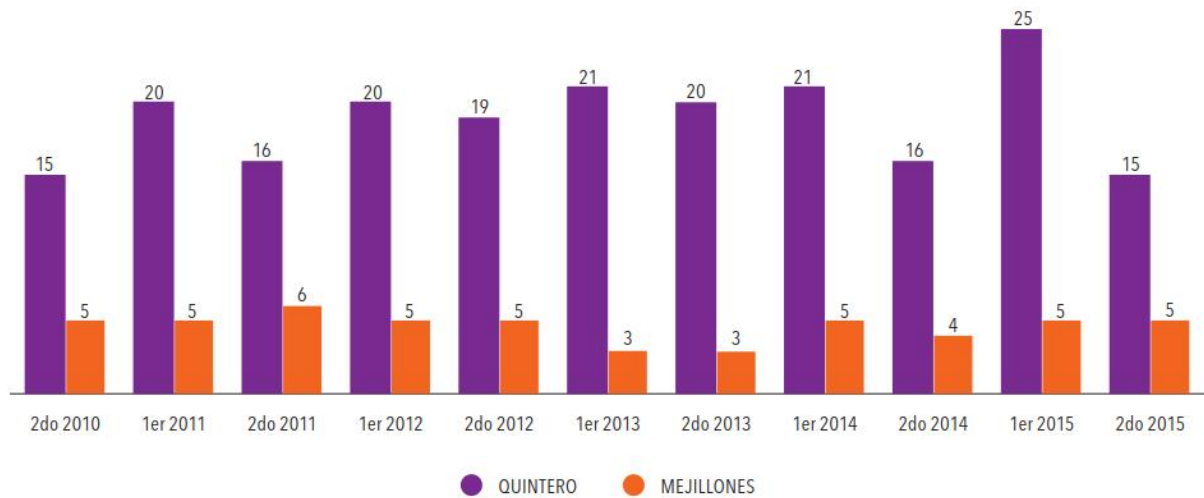


Terminal de Mejillones, embarcadero de regasificación y tanque de almacenamiento.



Terminal de Mejillones

A continuación se muestra la evolución del número de buques metaneros recibidos por los embarcaderos de Quintero y Mejillones:



Evolución del número de barcos de GNL recibidos entre el segundo semestre de 2010 y el segundo semestre de 2015.

Fuente: Anuario estadístico de energía, C.N.E., Chile 2005-2015

A continuación se muestra la cantidad de gas natural recibido por los terminales de Quintero y Mejillones:



Evolución de la entrega de gas natural por gasoducto entre el segundo semestre de 2010 y el segundo semestre de 2015 en millones de metros cúbicos.

Fuente: Anuario estadístico de energía, C.N.E., Chile 2005-2015

En América del Sur existen embarcaderos de regasificación y plantas de licuefacción, la ubicación de ellas se encuentran en el siguiente gráfico:



Terminales de regasificación y licuefacción en América del Sur

A estos dos terminales, el de Mejillones y Quintero, habrá que sumarle el Terminal de regasificación PENCO LIRQUÉN de la empresa GNL Penco, la cual entrará en operación en el año 2019 con una capacidad de regasificación de 12 millones de m³ de gas natural al día, la empresa anuncia que en una primera etapa de operación, se espera recibir un buque metanero una vez al mes y operando en su máxima capacidad, se espera recibir un buque metanero una vez por semana (fuente GNL PENCO).



Futura terminal de regasificación PENCO-LIRQUÉN

CAPACIDAD DE CADA PUERTO EN CHILE