



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**VALORIZACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD
OPERACIONAL EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA CON
ALTA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN VARIABLE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

LUCIANO FERNANDO SILVA MILITELLO

**PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CRISTÓBAL MUÑOZ BARAÑO
CARLOS BENAVIDES FARÍAS**

**SANTIAGO DE CHILE
2018**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Luciano Fernando Silva Militello
FECHA: 22/01/2018
PROFESOR GUÍA: Luis Vargas Díaz

Valorización y Remuneración de la Flexibilidad Operacional en Sistemas Eléctricos de Potencia con Alta Penetración de Generación Variable

El presente trabajo se dedica a estudiar la operación en régimen cíclico, referida también como *cycling*, de distintas clases de centrales de generación térmica existentes en el Sistema Eléctrico Nacional como reacción a la prospectiva energética de acelerado aumento en la penetración de tecnologías de generación renovable variable a mediano y largo plazo.

Dicho estudio se basa en los resultados preliminares disponibles públicamente a la fecha del Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a cargo del Ministerio de Energía descrito en el artículo 83° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y pretende contribuir a él a modo de retroalimentación en el área temática referente a la operación cíclica del parque generador térmico.

Para esto, se propuso una metodología basada en la aplicación de valores estadísticos a perfiles de generación representativos de la operación proyectada bajo un escenario prospectivo de largo plazo concebido por el Proceso PELP, a fin de cuantificar, clasificar y capturar el valor económico estimado de las distintas maniobras de *cycling* que el sistema eléctrico requiere de las centrales evaluadas para su operación normal. Esto se realiza a partir de una única referencia de costos.

Los resultados de la evaluación muestran un importante incremento en la operación cíclica de centrales térmicas como respuesta a la masiva inserción de las tecnologías de generación variable. Las unidades de tipo turbina de gas en configuraciones ciclo combinado y ciclo abierto se posicionan como protagonistas de dicho incremento, experimentando sobrecostos anuales asociados al *cycling* que ascienden a 20.000 y 9.000 [USD/MW_{cap.}] a 2035 respectivamente.

Dicha prospectiva energética, junto con los riesgos económicos asociados para los propietarios de las instalaciones térmicas que brindarían la flexibilidad operacional que propiciaría el Sistema Eléctrico Nacional futuro con alta penetración de generación variable, llaman a la introducción de un esquema remuneratorio que incentive la modernización de las instalaciones para su operación cíclica incrementada. En este frente, la experiencia internacional muestra que el desarrollo de esquemas de provisión de servicios complementarios basados en mecanismos de mercado que fomenten la competencia y premien la operación flexible han logrado el acondicionamiento del parque generador térmico sin traspasar costos de integración de la generación variable excesivos al consumidor final.

Agradecimientos

A mi madre por lo innumerable.

A los profesores Vargas, Matus, Medina y Benavides por su confianza e inputs para el desarrollo de este trabajo.

A Cristóbal Muñoz y al equipo de la División de Prospectiva y Política Energética del Ministerio de Energía por su apoyo en la realización de este trabajo, junto a la grata y enriquecedora experiencia de práctica profesional a principios de año.

A los compañeros de universidad, amistades indispensables en estos largos siete años de estudios.

A Franco y Agustín por su apoyo en temáticas económicas y financieras.

Tabla de Contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	2
1.2.1.	Objetivos Generales	2
1.2.2.	Objetivos Específicos	2
1.3.	Alcances	3
1.4.	Estructura del Documento	3
2.	Antecedentes.....	4
2.1.	Variabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	4
2.2.	Generación Renovable Variable.....	6
2.2.1.	Desafíos de Integración	9
2.2.2.	Ventajas y Beneficios	15
2.2.3.	Penetración y Competitividad Actual.....	17
2.2.4.	Proyecciones a Futuro	19
2.3.	Fuentes de Flexibilidad Operacional	25
2.3.1.	Operación Cíclica de Generación Convencional	26
(1)	Tipos de Centrales Térmicas	28
(a)	Turbinas de Vapor (TV)	28
(b)	Turbinas de Gas de Ciclo Abierto (TGCA).....	30
(c)	Turbinas de Gas de Ciclo Combinado (TGCC)	31
(2)	Prestaciones Técnicas para Brindar Flexibilidad	31
(a)	Rango de Operación.....	32
(b)	Capacidad de Rampa	33
(c)	Tiempos de Encendido y Apagado	33
(3)	Comparación entre Tecnologías.....	37
(4)	Costos Asociados	38
(a)	Sobrecostos Variables de Operación:.....	39
(b)	Riesgo a Percibir Menores Ingresos.....	40
(c)	Sobrecostos Debidos a Daños.....	43
2.3.2.	Gestión de la Demanda e Integración de Sistemas Energéticos.....	45
2.3.3.	Interconexiones Internacionales	47
2.3.4.	Sistemas de Almacenamiento	49
(1)	Principales Tecnologías	49

(a)	Centrales Hidroeléctricas de Bombeo.....	49
(b)	BESS	50
(2)	Aplicaciones para Brindar Flexibilidad	51
(a)	Reserva	51
(b)	Arbitraje de Energía	52
(c)	Descongestión de Líneas de Transmisión	53
2.4.	Servicios Complementarios.....	55
2.4.1.	Regulación Nacional	55
2.4.2.	Regulación Internacional	57
(1)	Australia	57
(2)	EE.UU.	60
(3)	Reino Unido.....	61
3.	Metodología.....	63
3.1.	Información de Operación Histórica del SEN:	65
3.2.	Estudios de Planificación y Análisis de CP del Proceso de PELP	66
3.3.	Estudio de Costos de Ciclaje de Centrales del NREL.....	70
3.3.1.	Cuantificación y Clasificación del Cycling	73
3.3.2.	Valorización del Cycling	74
(1)	Sobrecostos de Capital y Mantenimiento	74
(2)	Consumo Adicional de Combustible	75
(3)	Riesgo Asociado a EFOR.....	75
3.4.	Casos de Estudio	77
3.4.1.	Operación Cíclica Proyectada para el SEN	77
3.4.2.	Evolución de la Operación Cíclica para el SIC.....	78
3.4.3.	Operación Cíclica en Centrales Térmicas ERNC	78
4.	Resultados y Análisis	80
4.1.	Caso de Estudio 1	80
4.1.1.	Nivel de Ciclaje	80
4.1.2.	Sobrecostos Asociados	89
4.2.	Caso de Estudio 2	95
4.2.1.	Nivel de Ciclaje	95
4.2.2.	Sobrecostos Asociados	103
4.3.	Caso de Estudio 3	107
4.3.1.	Nivel de Ciclaje	107
4.3.2.	Sobrecostos Asociados	109

5.	Discusión Regulatoria	112
5.1.	Mercado y SS.CC.	112
5.2.	Experiencia Europea en Modernización del Parque Térmico	115
6.	Conclusiones.....	118
7.	Glosario	122
8.	Bibliografía.....	124
9.	Anexos	128
9.1.	Resultados del estudio de costos de ciclaje de centrales del NREL [22]:	128
9.2.	Resultados del estudio de costos de ciclaje de centrales del NREL (Tipo 8) [22]:	129
9.3.	Selección de centrales para caso de estudio 1 a partir de [6] [41] [42]:	130
9.4.	Selección de centrales para caso de estudio 2 a partir de [6] [41] [42]:	131
9.5.	Benchmark entre flota térmica europea y chilena [48]:.....	132

Índice de Tablas

Tabla 1: Potencial disponible de recursos renovables aprovechables a nivel nacional por regiones [6] [9]	21
Tabla 2: Comparación de prestaciones técnicas entre distintas tecnologías de generación eléctrica [2]	37
Tabla 3: Enlaces internacionales considerados a futuro en la PELP entre el SEN y los sistemas eléctricos peruano y argentino [6].....	48
Tabla 4: Encendidos anuales para centrales TGCC para distintas hidrologías en 2030 [41]	67
Tabla 5: Encendidos anuales para centrales TGCC para distintas hidrologías en 2035 [41]	67
Tabla 6: Homologación de tecnologías definidas por la PELP a tipo de central según selección del estudio del NREL realizada por el autor. Se omiten tecnologías no térmicas. Elaboración propia a partir de [6] [22] [42]	72
Tabla 7: Convenciones para clasificación de ciclos de encendido (start) y seguimiento de carga (ramping). Elaboración propia a partir de [22]	73
Tabla 8: Costos de capital y mantenimiento unitarios y normalizados debido a las distintas maniobras de cycling. Elaboración propia a partir de [22] [43]	74
Tabla 9: Consumo de combustible adicional unitario y normalizado debido a las distintas maniobras de encendido. Elaboración propia a partir de [22]	75
Tabla 10: Impacto en la indisponibilidad forzada o EFOR anual unitario debido a las distintas maniobras de encendido. Elaboración propia a partir de [22].....	75
Tabla 11: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 1. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42].....	77
Tabla 12: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 2. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42].....	78
Tabla 13: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 3. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42].....	79
Tabla 14: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para sobrecostos anuales medios normalizados	91
Tabla 15: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2030	94
Tabla 16: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2035	94
Tabla 17: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para sobrecostos anuales medios normalizados	105
Tabla 18: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2016	106
Tabla 19: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para sobrecostos anuales medios normalizados	111

Índice de Figuras

Figura 1: Perfiles de demanda para días laborales en distintos meses de 2012/2013 en el Sistema Interconectado Central [1].....	4
Figura 2: Variabilidad de la demanda en el sistema eléctrico brasileño durante un día de partido de fútbol en el marco del Mundial FIFA 2010 [2]	5
Figura 3: Generación real de una planta fotovoltaica para un día soleado [4]	6
Figura 4: Generación real de una planta fotovoltaica para un día parcialmente nublado [4]	7
Figura 5: Generación real diaria de centrales eólicas del SIC entre junio 2012 y junio 2013 [1]	8
Figura 6: Error de pronóstico diario de centrales eólicas del SIC entre junio 2012 y junio 2013 [1]	8
Figura 7: Perfil de demanda neta genérico para un sistema eléctrico con alta penetración de generación eólica [3].....	10
Figura 8: Perfiles de demanda neta reales y proyectados para el sistema interconectado de California ante una gran penetración de generación fotovoltaica prevista hacia 2020 [10].....	11
Figura 9: Perfil de demanda y demanda neta en escenarios Ley ERNC y Ley ERNC +30% para el SEN en un día de verano (01/02/2021) [11].....	12
Figura 10: Perfil de demanda y demanda neta en escenarios Ley ERNC y Ley ERNC +30% para el SEN en un día de invierno (01/07/2021) [11].....	12
Figura 11: Distribución conceptual de costos de integración de tecnologías de generación renovable variable a un sistema eléctrico [12]	13
Figura 12: Desplazamiento de unidades térmicas por parte de la generación renovable variable de costo de operación nulo en el orden de mérito, lo que resulta en un nuevo precio de mercado menor cuando las últimas se encuentran en operación [2].....	16
Figura 13: Capacidad instalada en el SEN al cierre de 2016 [6].....	17
Figura 14: Evolución de los precios promedio resultantes de licitaciones de suministro a nivel mundial entre 2010 y 2016 para generadores solares FV y eólicos [7]	18
Figura 15: Evolución de los precios resultantes de licitaciones de suministro para energía solar FV por país entre 2010 y 2016 [7].....	18
Figura 16: Evolución de los precios resultantes de licitaciones de suministro para energía eólica terrestre por país entre 2010 y 2016 [7]	19
Figura 17: Resultados destacados de precios resultantes de licitaciones de suministro adjudicadas en 2016 para Chile y Perú [7]	19
Figura 18: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales solares fotovoltaicas [6].....	20
Figura 19: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales de concentración solar [6]	20
Figura 20: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales eólicas terrestres [6]	20
Figura 21: Distribución geográfica del potencial disponible de recursos renovables aprovechables a nivel nacional [6] [9].....	22
Figura 22: Proyección para la matriz de generación instalada a 2046 [6].....	23
Figura 23: Proyección para las adiciones a la matriz de generación instalada a 2046 [6].....	24
Figura 24: Distribución de la capacidad instalada proyectada a 2035 [6]	24
Figura 25: Principales fuentes de flexibilidad operacional. Elaboración propia a partir de [14].....	25
Figura 26: Perfiles de generación para distintas tecnologías resultantes de un despacho económico diario genérico. Eje ordenado corresponde a generación instantánea en [MW], eje abciso corresponde a las horas de un día [17] ..	26
Figura 27: Comparación entre los perfiles de generación intradiarios para una misma central CCGT italiana en 2005 y 2012 [16].....	27
Figura 28: Esquema de procesos para una central TV o de ciclo de Rankine a partir de carbón [18].....	28
Figura 29: Esquema de procesos para una central TV geotérmica de tipo flash [19]	29
Figura 30: Esquema de procesos para una central TV CSP [10]	30
Figura 31: Esquema de procesos para una central TGCA a partir de gas natural y/o diesel [18].....	30
Figura 32: Esquema de procesos para una central TGCC a partir de gas natural [18]	31
Figura 33: Definición del rango de operación o turndown de una central [18]	32
Figura 34: Definición de la capacidad de rampa o ramp rate de una central [18]	33
Figura 35: Proceso de encendido para centrales TV a carbón [18]	34
Figura 36: Proceso de encendido para centrales TGCC [18]	35
Figura 37: Proceso de encendido para centrales TGCA [18]	35

Figura 38: Tiempos de preparación típicos para centrales TGCC en distintas condiciones [18]	36
Figura 39: Implicancias técnicas y económicas principales de la operación cíclica de centrales térmicas. Elaboración propia a partir de [15] [21] [22] [23] [24] [25].....	38
Figura 40: Curvas tendenciales de consumo de combustible y tiempo de encendido para una central TGCC [18]	39
Figura 41: Eficiencia relativa en función del factor de carga para distintos tipos de central térmica [15]	40
Figura 42: Evolución de las horas de operación a plena carga y tasas de encendido anuales para una misma central TGCC italiana [16]	41
Figura 43: Intensidad del daño a componentes de una central térmica según la magnitud de la variación de temperatura propia de las distintas maniobras de cycling [21]	42
Figura 44: Efecto del la operación cíclica en la tasa de indisponibilidad forzada equivalente [22]	42
Figura 45: Impacto de la operación cíclica en la tasa de indisponibilidad forzada equivalente para distintos escenarios [21]	43
Figura 46: Distintas opciones para curvas MIF según distintos OEMs [23]	44
Figura 47: Proyección para la generación de energía eléctrica a partir de generadores distribuidos residenciales en Chile [6]	46
Figura 48: Redes eléctricas interconectadas en Europa [26]	47
Figura 49: Esquema de funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo [11].....	50
Figura 50: Esquema de conexión genérico para un BESS en un sistema eléctrico [27].....	51
Figura 51: Efecto del arbitraje de energía en la curva de demanda neta diaria [28]	53
Figura 52: Redistribución de potencia en un parque eólico con restricción de transmisión mediante un sistema de almacenamiento [27]	54
Figura 53: Determinación del precio de mercado de servicios complementarios siguiendo la teoría marginalista [36]	59
Figura 54: Reglas para la recuperación de pagos por prestación de servicios complementarios de control de frecuencia [36].....	59
Figura 55: Servicios complementarios de balance de energía existentes en el National Grid [39]	61
Figura 56: Metodología para la valorización del cycling en el SEN ante distintos niveles de penetración de generación variable. Elaboración propia a partir de [6] [22] [41] [42].....	64
Figura 57: Perfil de generación horario real de la central TV a carbón “VENTANAS_01” para el año 2016. Elaboración propia a partir de [42]	65
Figura 58: Perfil de generación horario real de la central TGCC “NEHUENCO_01_GNL” para el año 2016. Elaboración propia a partir de [42]	65
Figura 59: Evolución de la penetración de generación variable a largo plazo en términos de capacidad instalada. Elaboración propia a partir de [6] (escenario E).....	66
Figura 60: Evolución de la penetración de generación variable a largo plazo en términos de generación. Elaboración propia a partir de [6] (escenario E).....	66
Figura 61: Metodología general para el análisis de corto plazo asociado al ejercicio de planificación del Proceso de PELP [41].....	68
Figura 62: Perfil de generación horario sintético de la central TV a carbón “IEM” resultante para el año 2030. Elaboración propia a partir de [41]	69
Figura 63: Perfil de generación horario sintético de la central TGCC “GAS_ATACAMA_CC1_GNL” resultante para el año 2035. Elaboración propia a partir de [41].....	69
Figura 64: Metodología para la estimación de costos de ciclaje [22].....	70
Figura 65: Implicancias económicas de la operación cíclica de centrales térmicas a valorizar a través de la metodología propuesta. En gris aquellas que se omiten en la valorización. Elaboración propia a partir de [15] [21] [22] [23] [24] [25]	71
Figura 66: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2030. Color naranja indica unidades TV Mayor.....	80
Figura 67: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2035. Color naranja indica unidades TV Mayor.....	81
Figura 68: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping de centrales carboneras. Color naranja indica unidades TV Mayor	81
Figura 69: Resultados para ciclos de encendidos de centrales de ciclo combinado en operación anual 2030	82
Figura 70: Resultados para ciclos de encendidos de centrales de ciclo combinado en operación anual 2035	83
Figura 71: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo combinado	83

Figura 72: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2030.....	84
Figura 73: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2035.....	84
Figura 74: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo combinado	85
Figura 75: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2030	86
Figura 76: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2035	86
Figura 77: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo abierto	87
Figura 78: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2030	87
Figura 79: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2035	88
Figura 80: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping en centrales de ciclo abierto	88
Figura 81: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2030.....	89
Figura 82: Sobrecostos anuales medios normalizados por capacidad debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2030	90
Figura 83: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2035.....	90
Figura 84: Sobrecostos anuales medios normalizados por capacidad debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2035	91
Figura 85: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling para centrales TGCC a 2030	92
Figura 86: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling para centrales TGCC a 2035	93
Figura 87: Resultados para ciclos de encendido de centrales carboneras en operación anual 2016	95
Figura 88: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2016	96
Figura 89: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales carboneras.....	96
Figura 90: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales carboneras	97
Figura 91: Resultados para ciclos de encendido de centrales de ciclo combinado en operación anual 2016	98
Figura 92: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2016.....	98
Figura 93: Resultados para ciclos de encendido de centrales de ciclo abierto en operación anual 2016	99
Figura 94: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2016	99
Figura 95: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales de ciclo combinado ...	100
Figura 96: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado	100
Figura 97 Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales de ciclo abierto	101
Figura 98: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto	101
Figura 99: Casos de incremento notable en los encendidos de centrales térmicas de la zona SIC entre 2016 y 2035	102
Figura 100: Casos de incremento notable en el ramping de centrales térmicas de la zona SIC entre 2016 y 2035 ..	102
Figura 101: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2016.....	103
Figura 102: Sobrecostos anuales medios normalizados debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2016.....	104
Figura 103: Evolución del sobrecosto anual medio normalizado asociado al cycling por tipo de central entre 2016 y 2035.....	105
Figura 104: Resultados para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2030	107
Figura 105: Resultados para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2030	107
Figura 106: Resultados para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2035	108
Figura 107: Resultados para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2035	108
Figura 108: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas ...	108
Figura 109: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas.....	109
Figura 110: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo a 2030	110
Figura 111: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo a 2035	110
Figura 112: Distribución de márgenes operacionales por mercado para distintas centrales TGCC italianas en 2015. Eje ordenado corresponde a márgenes en [€/MW]. Línea discontinua corresponde a margen medio. MB y MSD son mercados de SS.CC. de balance, MI y MGP son mercados de energía (intradía y day-ahead respectivamente) [48]	115
Figura 113: Resultados de mejora en prestaciones de flexibilidad para centrales TV y TGCC en europa [48]	116
Figura 114: Resultados de mejora en ciclos de encendido para una central TGCC en europa [48]	116

Figura 115: Resultados para total de ciclos descritos por 30 centrales térmicas en 3 escenarios de participación de generación variable, asociados a los horizontes temporales de proyección usados en el caso de estudio 2118

Figura 116: Evolución del sobrecosto anual medio normalizado asociado al cycling (caso de estudio 2).....119

1. Introducción

1.1. Motivación

El creciente nivel de competitividad que ofrecen las tecnologías de generación a partir de fuentes renovables variables como el sol y el viento, junto a ciertas políticas públicas, han tenido como consecuencia la irrupción de un considerable volumen de centrales fotovoltaicas y eólicas en Chile y el mundo. Por su parte, el nivel de concientización y compromisos asumidos por la comunidad internacional en torno a la mitigación del cambio climático ha impulsado también la entrada masiva de estas tecnologías de generación, existiendo países donde su participación en generación anual ha superado el 20% (España, Portugal e Irlanda) e incluso el 50% (Dinamarca) [40].

La energía solar y eólica ofrecen un prometedor futuro para los sistemas eléctricos, pues serían capaces de disminuir considerablemente los costos de producción de la energía eléctrica sin la contaminación propia de los combustibles fósiles convencionales más económicos como lo son el carbón y sus derivados. Sin embargo, la naturaleza variable de dichas fuentes de energía limpia y barata introduce serios desafíos para la operación tanto técnica como económica de los sistemas eléctricos. A la fecha, se podría decir que estos desafíos han sido enfrentados con cierto nivel de satisfacción alrededor del mundo, sin embargo el nivel de complejidad de los mismos aumenta fuertemente con el nivel de participación de las tecnologías de generación variable, el que se proyecta en aumento pronunciado hacia el mediano y largo plazo.

La variabilidad natural de las centrales de generación fotovoltaicas y eólicas requiere una mayor capacidad y rapidez de adaptación del sistema, a fin de mantener el equilibrio entre generación y demanda en todo momento. Esta característica se conoce como la flexibilidad operacional del sistema.

Con esto en mente, es necesario revisar las distintas fuentes de flexibilidad que existen en un sistema eléctrico y el valor que se les dará a las mismas a futuro, cuando los niveles de penetración de generación variable lleguen a un punto donde conformen la mayoría del parque generador. Junto con esto, es pertinente generar una discusión regulatoria respecto de las posibles redefiniciones en el diseño de mercado de un sistema eléctrico que pudieran parecer propicias ante esta nueva realidad tecnológica del parque generador.

En un mercado eléctrico como el nacional, donde existe una remuneración por potencia que busca resolver la suficiencia de capacidad del sistema, comienza a vislumbrarse la necesidad de ampliar este concepto. En un sistema con alta penetración de generación variable, se requiere cierto nivel de suficiencia de flexibilidad, que incluso podría llegar a ser más relevante que un cierto nivel de suficiencia de capacidad. A largo plazo, es ineludible debatir sobre como debieran convivir o competir ambas figuras, e incluso discutir sobre la justificación de la existencia de la suficiencia de capacidad como se entiende hoy.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivos Generales

El objetivo general del presente trabajo es evaluar y valorizar, a través del análisis de perfiles de generación y la aplicación de estadísticas, la operación cíclica de las distintas centrales térmicas que permiten la operación óptima del sistema en condiciones normales ante distintos escenarios de penetración de generación variable.

Estos resultados buscan nutrir la discusión en torno a la regulación existente para el pago por capacidad y el mercado de servicios complementarios en Chile, poniendo el foco en la valoración de estos recursos que aportan la flexibilidad necesaria para que el sistema opere con normalidad con el alto nivel de penetración de generación renovable variable que se proyecta a futuro. Así, los resultados y análisis del presente trabajo buscan contribuir al proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) a cargo del Ministerio de Energía, a modo de retroalimentación del estudio de modelación de corto plazo asociado al mismo.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo corresponden a los siguientes:

1. Identificar y clasificar las implicancias técnicas y de costos de la operación cíclica en las distintas clases de centrales térmicas.
2. Recopilar datos de generación con resolución horaria para distintas centrales térmicas del Sistema Eléctrico Nacional ante distintos niveles de penetración de generación variable.
3. Analizar los perfiles de generación horarios recopilados mediante una herramienta computacional a fin de clasificar y cuantificar las maniobras de operación cíclica que describen las centrales térmicas ante los distintos escenarios de penetración de generación variable.
4. Cuantificar el valor económico de los distintos regímenes de operación cíclica evaluados mediante la estimación de sobrecostos a partir de la metodología propuesta.
5. Estimar los sobrecostos actuales y proyectados a los que se exponen los propietarios de instalaciones de generación térmica.
6. Identificar los servicios complementarios que remunerarían los recursos de flexibilidad asociados a la operación cíclica de centrales térmicas y revisar la experiencia internacional en cuanto al acondicionamiento de instalaciones de generación para dicho régimen de operación e incentivos económicos.

1.3. Alcances

Avanzar hacia una mayor flexibilidad en los sistemas eléctricos de potencia comprende un desafío integral y complejo, en el que no existe una única fuente de flexibilidad que por sí sola permitiría la amplia incorporación de fuentes de generación variable de manera eficaz y eficiente a futuro. La comunidad académica internacional se adelanta hoy incluso a estudiar la integración y operación conjunta e inteligente de otros sistemas energéticos y de infraestructura de gran escala con el sistema eléctrico, ante una perspectiva de dependencia total de las fuentes de energía variable [16].

Sin embargo, asumiendo una visión de largo plazo más próxima y cercana a la realidad nacional, el presente trabajo propone fijar la atención en soluciones que yazcan en el dominio de la transmisión eléctrica, o si se quiere, del mercado mayorista de electricidad. Particularmente, se estudiará un recurso central en dicho dominio: la operación cíclica y flexible de centrales de generación térmica.

De esta forma, el foco del trabajo se encuentra en estudiar la evolución y consecuencias de la operación cíclica de centrales de generación térmica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a medida que aumenta la penetración de generación renovable variable en un horizonte de largo plazo. Particularmente, la metodología propuesta se limita a cuantificar de manera simple los distintos tipos y niveles de operación cíclica, junto con estimar su valor económico en forma de sobrecostos para los propietarios de instalaciones de generación térmica, desglosados en tres componentes o fuentes de sobrecosto. Estos corresponden a los sobrecostos de capital y mantenimiento, sobrecostos por consumo adicional de combustible y al riesgo a percibir menores ingresos asociado al aumento en la indisponibilidad forzada de las centrales.

Finalmente, la discusión en torno a la remuneración de estos sobrecostos atribuibles a la operación cíclica se limita a identificar posibles servicios complementarios, su provisión y valorización para su oportuna operación con la integración masiva de generación variable.

1.4. Estructura del Documento

El presente documento cuenta con nueve secciones principales incluyendo el presente y primer capítulo introductorio. El segundo capítulo contiene los antecedentes y estado del arte estimados para la mejor comprensión del trabajo realizado a fin de cumplir los objetivos enunciados anteriormente. A continuación se describe la metodología empleada para la cuantificación, clasificación y valorización de la operación cíclica. En este capítulo además se describen los documentos principales en los que se basó la etapa experimental del presente trabajo, supuestos, parámetros y definición de casos de estudio.

En el capítulo cuarto se exponen y analizan los resultados obtenidos, separados en los tres casos de estudio definidos. El capítulo cinco contiene reflexiones en torno a la normativa nacional dados los resultados y cita la experiencia internacional. El capítulo sexto corresponde al último del cuerpo del documento, donde se concluye el trabajo realizado. Los capítulos siete, ocho y nueve contienen un glosario, referencias bibliográficas y figuras anexadas respectivamente.

2. Antecedentes

2.1. Variabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La variabilidad de la potencia eléctrica es algo inherente a los sistemas eléctricos desde sus comienzos, pues los consumidores van haciendo uso de la electricidad según la van requiriendo a lo largo del día y los meses del año. De esta forma, la carga o demanda por potencia eléctrica siempre ha introducido cierto nivel de variabilidad en los sistemas eléctricos. Esto se puede visualizar claramente de los perfiles de demanda de un gran sistema eléctrico interconectado como el Sistema Interconectado Central (SIC), el cual corresponde a la parte comprendida entre Taltal y Chiloé del Sistema Eléctrico Nacional (SEN):

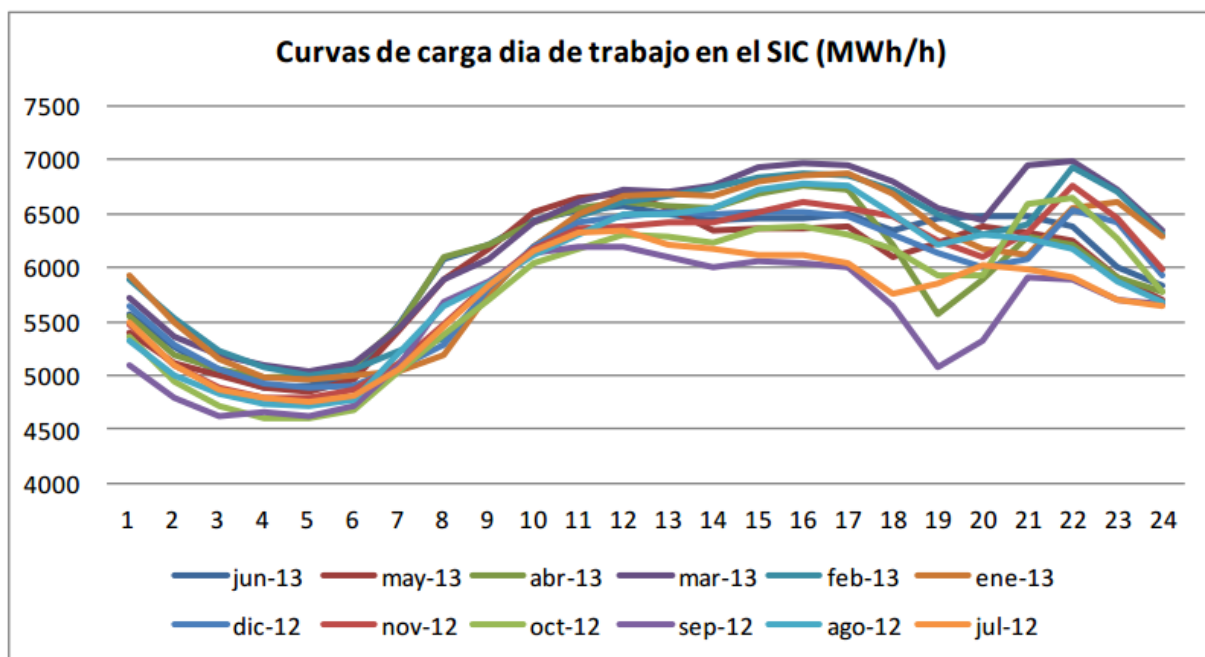


Figura 1: Perfiles de demanda para días laborales en distintos meses de 2012/2013 en el Sistema Interconectado Central [1]

Ante la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica de manera masiva, junto a la necesidad de que el sistema eléctrico opere en sincronismo y de manera segura, el suministro de este requerimiento variable por potencia eléctrica ilustrado en la figura 1 se realiza a través del ajuste de la generación u oferta de potencia eléctrica en tiempo real. Así, históricamente la operación de los sistemas eléctricos de potencia se ha encargado de coordinar a los distintos medios de generación a fin de igualar en todo instante oferta con demanda, velando por la operación segura y económica del sistema. Esto lo realiza una entidad conocida como el operador del sistema o de red de manera centralizada, que en Chile lleva el nombre de Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Cabe destacar que si bien dicha coordinación de la operación de los distintos generadores se lleva a cabo de manera planificada, siguiendo patrones de demanda bien estudiados y pronosticados, pueden ocurrir sucesos que introduzcan ciertos niveles de variabilidad excepcional. Estos sucesos pueden ser de carácter previsible o imprevistos, con lo que el sistema eléctrico debe tener la capacidad de responder ante tales situaciones de manera oportuna y sin comprometer la continuidad ni calidad del suministro.

La falla imprevista de un generador o transformador importante, o bien la desconexión imprevista de un gran número de consumos introducen una perturbación importante en términos de variabilidad. Sin embargo, acontecimientos más habituales como un día feriado o un evento deportivo de alta expectación también pueden generar importantes niveles de variabilidad, como se muestra a continuación:

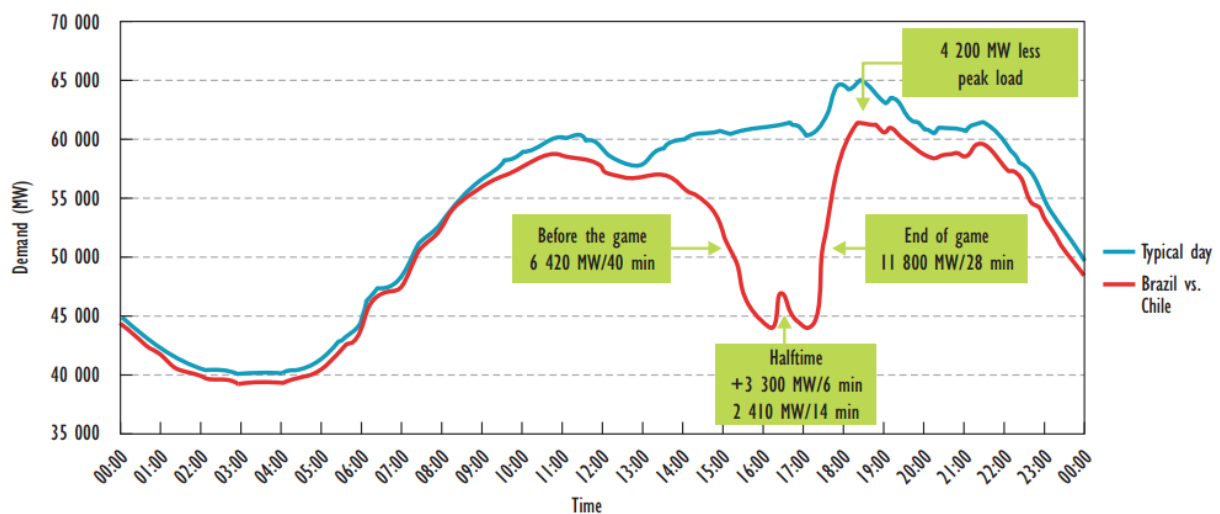


Figura 2: Variabilidad de la demanda en el sistema eléctrico brasileño durante un día de partido de fútbol en el marco del Mundial FIFA 2010 [2]

De esta forma, todos los sistemas eléctricos de potencia requieren y cuentan con un cierto nivel inherente de flexibilidad, cualidad que les permite enfrentar estos desafíos de variabilidad e incertidumbre con éxito y lograr resolver el problema de balance entre oferta y demanda en todo momento de manera satisfactoria.

Sin embargo, el desafío se ve aumentado significativamente cuando la variabilidad no se origina solamente desde la demanda como se ilustró en las figuras 1 y 2, sino que se debe a la introducción de tecnologías de generación que cuentan con su propia variabilidad inherente, lo que dificulta alcanzar el balance oferta-demanda a medida que su despliegue comienza a tomar protagonismo en los sistemas eléctricos [3]. Este efecto se analiza en detalle en la siguiente subsección.

2.2. Generación Renovable Variable

Se califica como generación renovable variable a aquellas tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de recursos primarios renovables cuya disponibilidad e intensidad varía significativamente con las condiciones climáticas y en distintas escalas de tiempo (horaria, diaria, mensual). Tal es el caso de la energía solar y eólica, que entre otras tecnologías de generación renovable variable son las que han alcanzado mayor desarrollo y despliegue a la fecha.

Esta dependencia de las condiciones climáticas llevan a que dichas tecnologías no puedan conformar generadores despachables en el sentido tradicional, puesto que su nivel de generación cuenta inherentemente con un alto nivel de variabilidad e incertidumbre [4]. A continuación se ilustra la variabilidad e incertidumbre típicos de la generación de centrales solares fotovoltaicas y eólicas:

PV plant output on a sunny day (Sampling time 10 seconds)

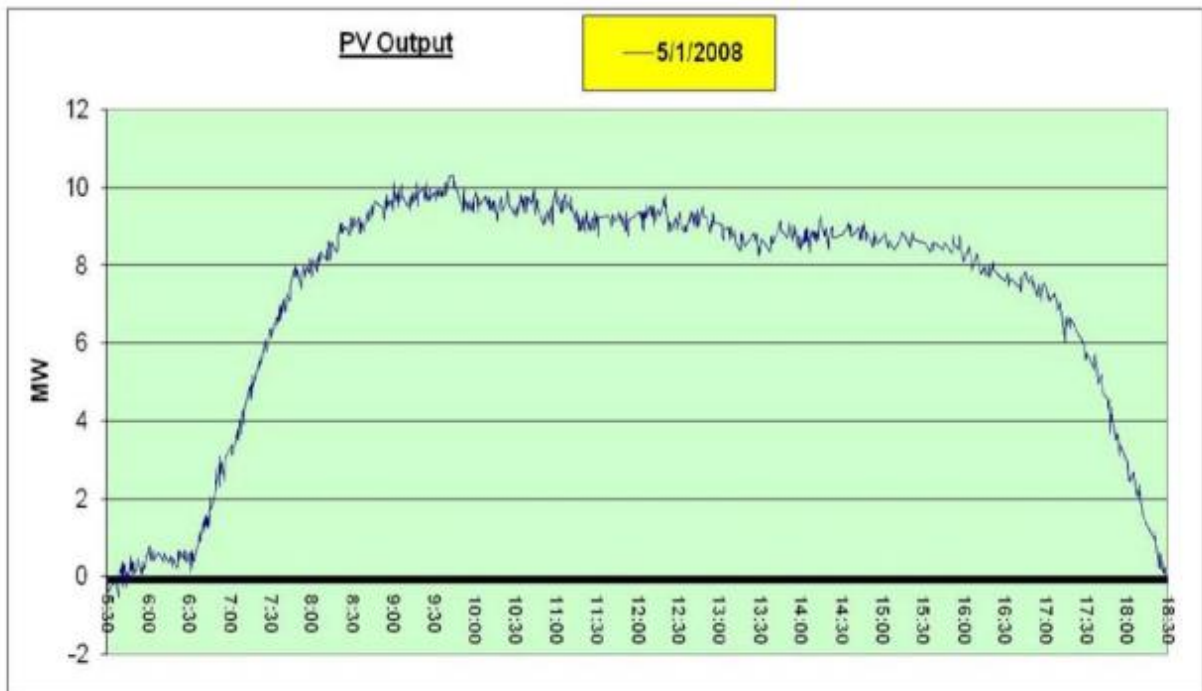


Figura 3: Generación real de una planta fotovoltaica para un día soleado [4]

PV Plant output on a partly-cloudy day (Sampling time 10 seconds)

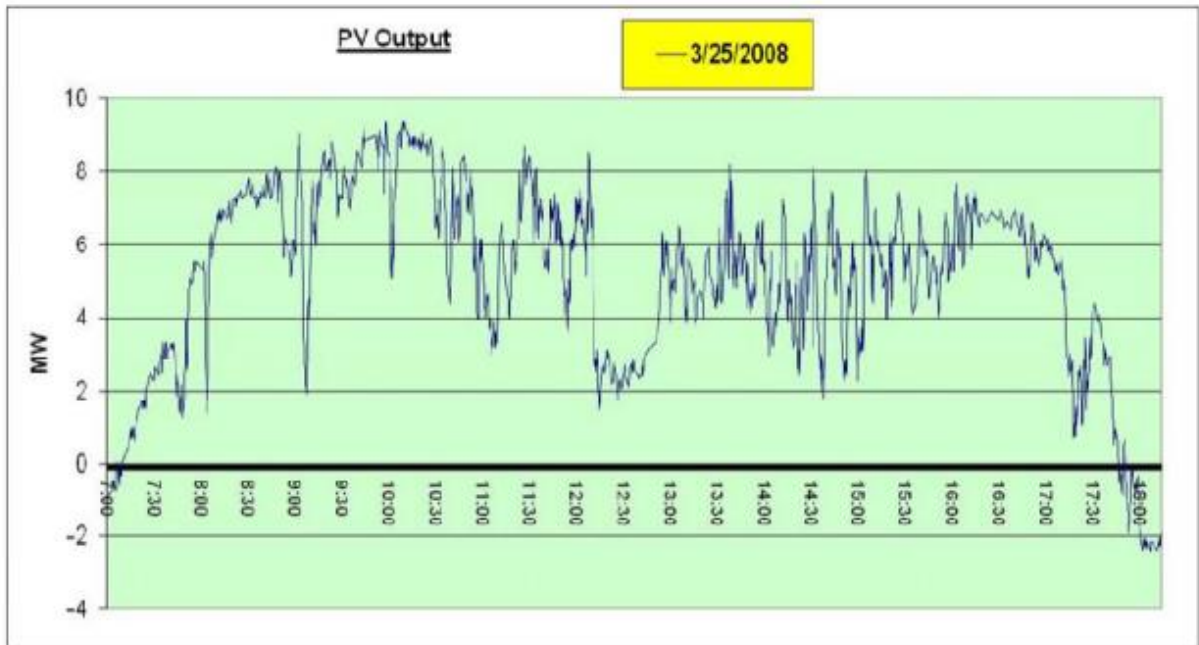


Figura 4: Generación real de una planta fotovoltaica para un día parcialmente nublado [4]

En la figura 3 se observa que la generación eléctrica de una central solar fotovoltaica está claramente restringida por la hora del día, siendo incapaz en este caso la central de generar entre las 18:30 y 6:00 horas del día siguiente debido a la indisponibilidad del sol. Por otro lado, en las horas donde sí hay sol, la generación describe una curva que cuenta con considerables rampas de subida y bajada al inicio y final del día respectivamente. Cabe destacar que si bien el impacto unitario de estas rampas o gradientes de generación es bajo en el sistema en términos de posibles desequilibrios entre oferta y demanda, la agregación de cientos de centrales como la de la figura tiene como resultado gradientes de generación importantes que pueden suponer un gran riesgo para la operación normal de un sistema eléctrico inflexible.

La figura 4 muestra un perfil similar, con la diferencia de que permite visualizar que en un día nublado, pueden tener lugar gradientes de generación no solo en las horas de amanecer y ocaso, sino que también en las horas de pleno sol. El impacto agregado de este efecto no es tan notorio como el de las rampas asociadas al principio y final del día, puesto que la nubosidad parcial que genera el perfil expuesto en la figura 4 afectaría en distintos momentos a las distintas centrales individuales.

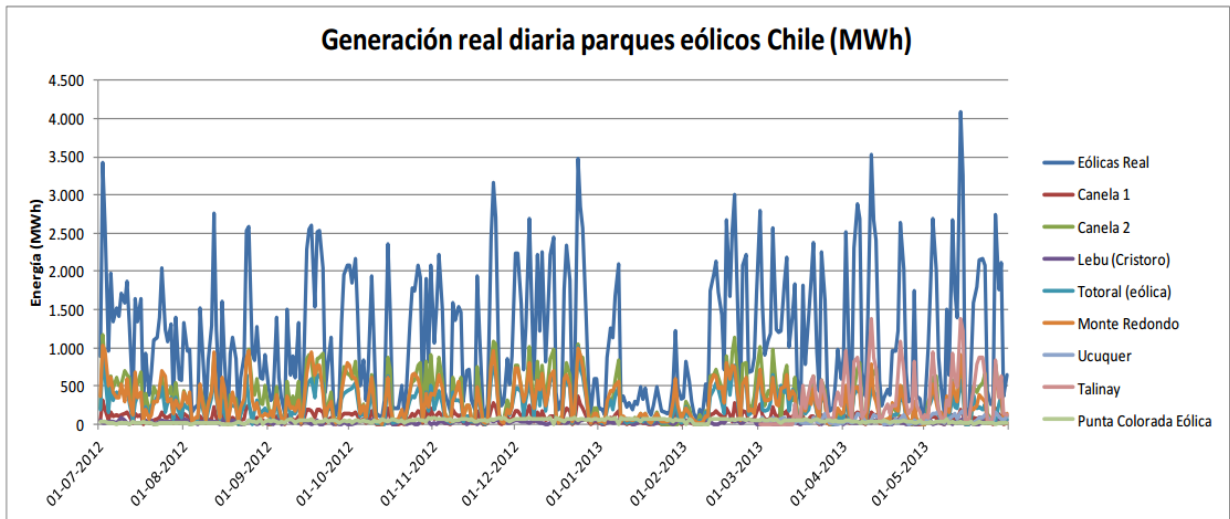


Figura 5: Generación real diaria de centrales eólicas del SIC entre junio 2012 y junio 2013 [1]

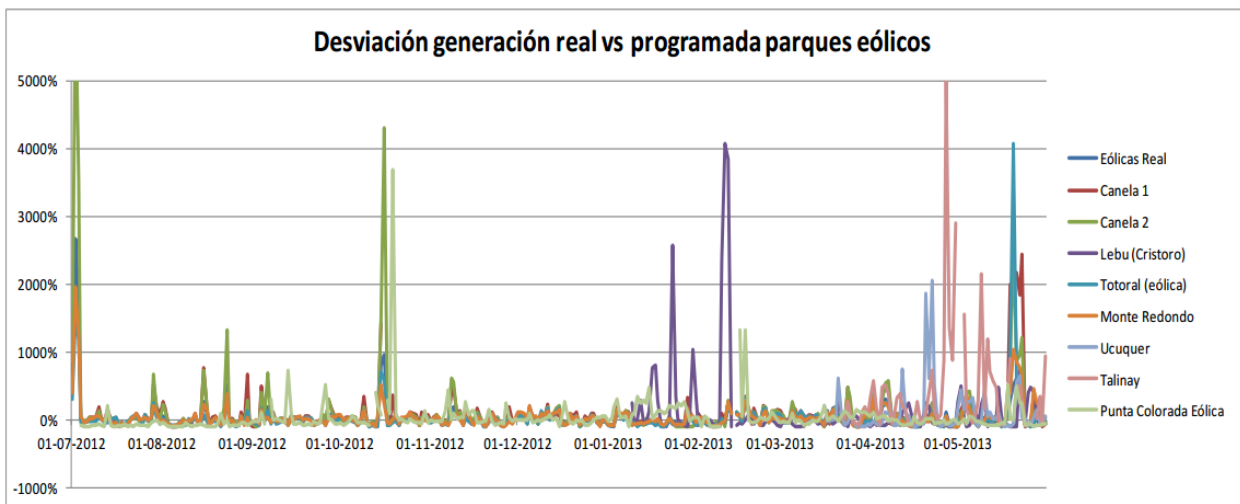


Figura 6: Error de pronóstico diario de centrales eólicas del SIC entre junio 2012 y junio 2013 [1]

Mientras un perfil de generación solar como el de la figura 3 tendrá prácticamente la misma característica día a día, sólo con algunas variaciones estacionales fácilmente predecibles, la generación eólica cuenta con bastante mayor incertidumbre en cuanto a su intensidad. La figura 5 muestra como además de contar con variabilidad intradiaria, los niveles máximos de generación son muy distintos para cada día. Si bien es posible predecir en parte la intensidad del recurso eólico para planificar la operación de dichas centrales, muchas veces se cometen errores de predicción muy grandes como los mostrados en la figura 6, con lo que los sistemas eléctricos deben contar con suficiente flexibilidad para responder oportunamente ante coyunturas de indisponibilidad o sobregeneración imprevista de energía eólica.

Como se puede ver de las figuras anteriores, la dificultad de la generación a partir de fuentes renovables variables no reside sólo en su naturaleza variable, sino que es también incierta o

estocástica debido a los errores que se cometen en la predicción de la intensidad del recurso. Esto reduce el control sobre la generación de estas centrales, lo que se traduce en mayores costos y desafíos para la operación del sistema eléctrico [1], los que serán presentados en la subsección 2.2.4.

2.2.1. Desafíos de Integración

Al no ser controlable la generación de las tecnologías de generación renovable variable, estas deben despacharse siempre que su energético primario esté disponible, obligando al operador del sistema eléctrico a coordinar a los medios de generación convencional para acomodar al aporte solar y eólico [4]. Esto exige un mayor nivel de flexibilidad del sistema, puesto que en un escenario tal, el sistema deberá responder ajustando su generación despachable no solo a un perfil de demanda variable e incierta, sino que también a una generación complementaria variable e incierta [1].

De esta forma, en operación de sistemas eléctricos con participación de generación renovable variable se suelen estudiar las curvas de demanda como perfiles de demanda neta, donde la demanda neta corresponde a la diferencia instantánea entre la demanda y la generación renovable variable. Así, un perfil de demanda neta permite visualizar la variabilidad combinada debido tanto a la demanda como a la generación renovable variable, a la cual deberá responder el sistema coordinando sus generadores despachables o recurriendo a otros recursos de flexibilidad que le permitan efectuar el seguimiento de dicha demanda neta de manera segura.

A continuación se muestra una curva de demanda neta genérica, donde se destacan algunos de los desafíos que aparecen cuando la variabilidad inherente de la demanda convive en un sistema eléctrico con una alta participación de generación renovable variable, en este caso eólica:

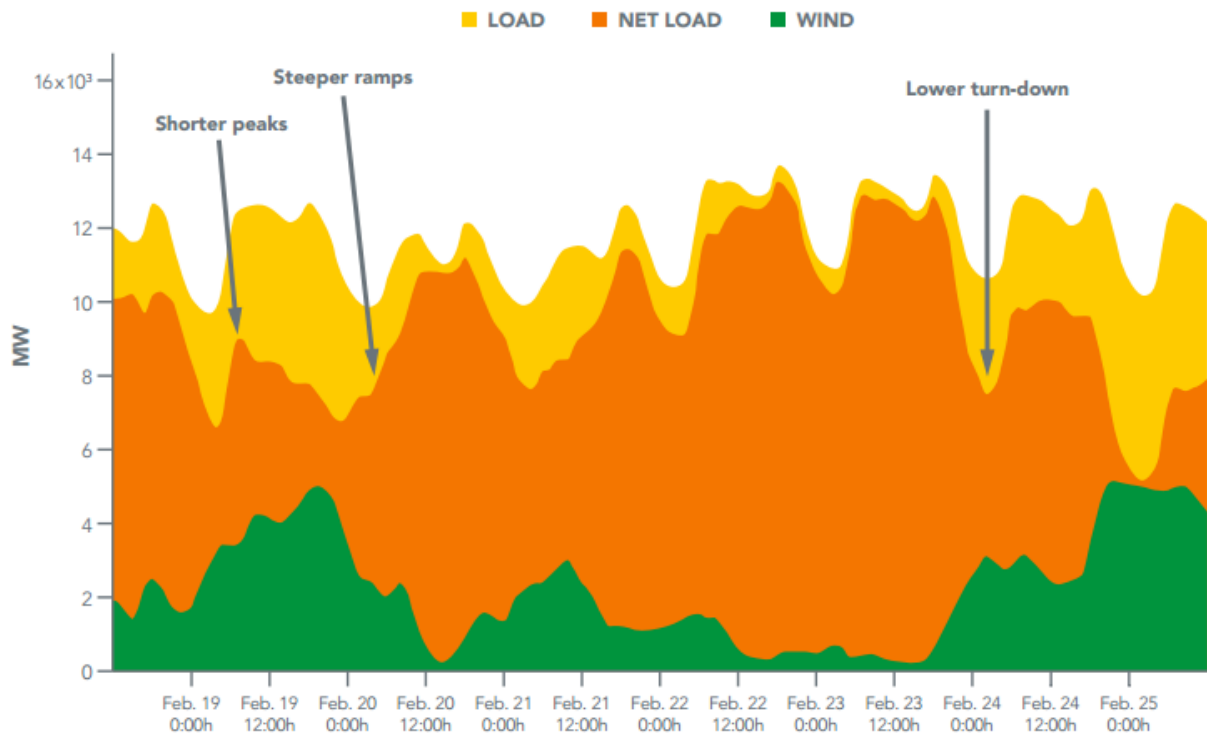


Figura 7: Perfil de demanda neta genérico para un sistema eléctrico con alta penetración de generación eólica [3]

Lograr el seguimiento del perfil de demanda neta de manera segura y a un costo razonable comprende el principal desafío de la integración de las tecnologías de generación renovable variable. Como se puede observar de la figura 7, los distintos niveles de coincidencia entre la característica de demanda (en amarillo) y de generación eólica (en verde) pueden dar pie a variaciones más abruptas en la demanda neta a seguir por el sistema eléctrico.

Este aumento de las variaciones en la demanda neta crece a medida que aumenta la penetración de la generación renovable variable en un sistema, pudiendo dar pie a requerimientos de rampa sin precedentes e incluso a riesgos de sobregeneración renovable variable, como se muestra a continuación para el sistema interconectado de California:

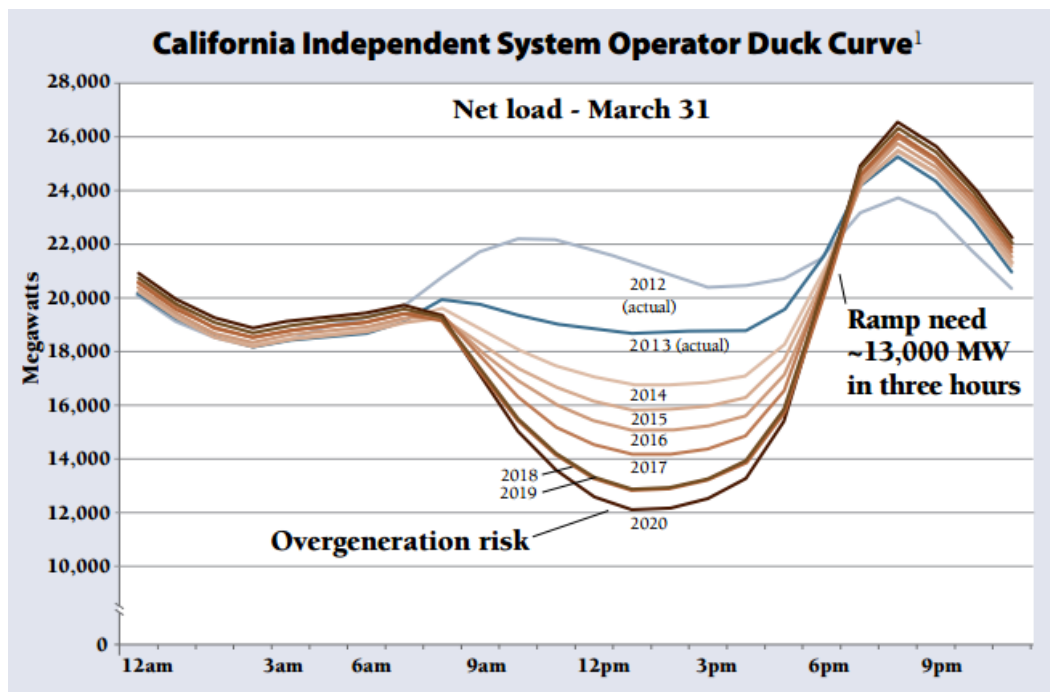


Figura 8: Perfiles de demanda neta reales y proyectados para el sistema interconectado de California ante una gran penetración de generación fotovoltaica prevista hacia 2020 [10]

La figura 8 muestra como a medida que se van sumando proyectos de generación solar fotovoltaica al sistema, en la curva de demanda neta se empieza a formar un valle durante las horas de día, el cual presenta importantes rampas o gradientes en sus extremos: el amanecer y el ocaso. En un sistema como el expuesto en dicha figura, donde la demanda de punta se alcanza en la noche (similar al caso de las zonas centro y sur del SEN), es posible ver como la rampa asociada al ocaso es particularmente pronunciada y puede alcanzar requerimientos de varios miles de [MW] de inyección adicional en pocas horas. Por otro lado, existe un riesgo de sobregeneración que también se encuentra indicado en la figura, lo que genera incertidumbres importantes dada la tendencia de proliferación de estos proyectos.

Este fenómeno ha sido también estudiado para el Sistema Eléctrico Nacional por el ex CDEC-SING (actual CEN) en los escenarios de penetración de generación renovable variable impuestos por la Ley ERNC y un escenario con 30% más de energía solar fotovoltaica hacia 2021 [11]. A continuación se muestran las proyecciones para los perfiles de demanda neta resultantes y los desafíos que introducen dichos niveles de participación de energía solar y eólica:

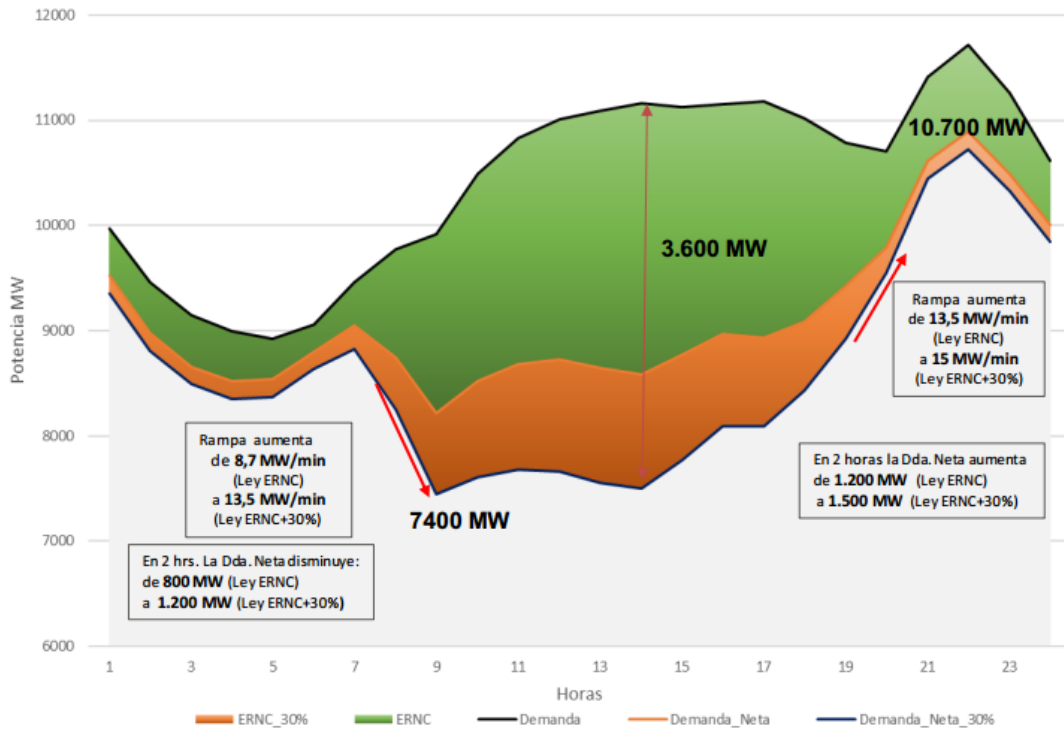


Figura 9: Perfil de demanda y demanda neta en escenarios Ley ERNC y Ley ERNC +30% para el SEN en un día de verano (01/02/2021) [11]

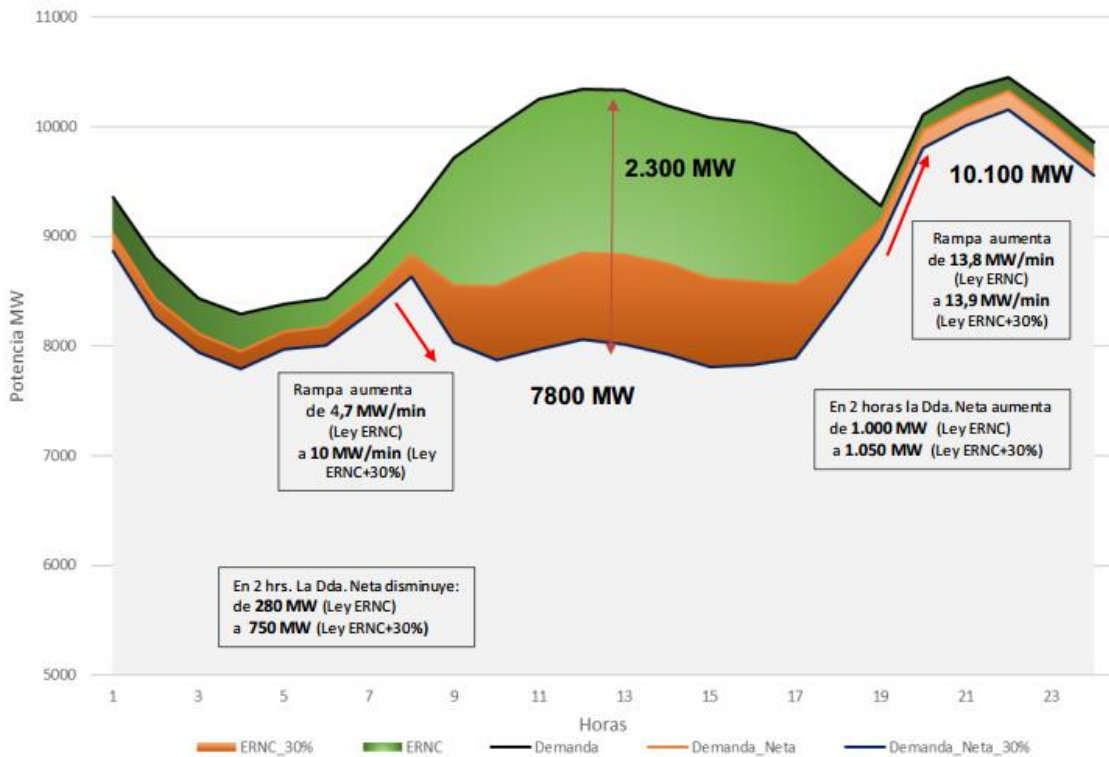


Figura 10: Perfil de demanda y demanda neta en escenarios Ley ERNC y Ley ERNC +30% para el SEN en un día de invierno (01/07/2021) [11]

Las figuras 9 y 10 muestran, de manera similar a la figura 8, como distintos escenarios de expansión de generación renovable variable afectan los requerimientos de rampa del sistema para el amanecer y ocaso. El caso de verano es particularmente preocupante, pues la importante participación de generación solar fotovoltaica resulta en requerimientos de rampa de hasta 15 [MW/min] cada día.

Estos desafíos de mayores requerimientos por rampas de bajada y subida destacados en las figuras anteriores introducen mayores requerimientos de flexibilidad operacional para el sistema, y por ende mayores costos en operarlo. De esta forma, se debe tener en consideración que si bien una tecnología o proyecto de generación renovable variable puede alcanzar un costo de desarrollo similar o más bajo al de una tecnología convencional despachable desde el punto de vista de un actor del sector de generación, el costo sistémico de su inserción puede ser mayor [1].

En términos generales, los costos de integración de una tecnología de generación renovable variable se pueden descomponer según tres propiedades intrínsecas de estas tecnologías de forma respectiva: su variabilidad, incertidumbre y especificidad de ubicación. Esta tercera característica, no mencionada anteriormente, tiene que ver con el hecho de que el despliegue de dichas tecnologías deberá realizarse donde se ubique el recurso en mayor abundancia, pudiendo esto ser lejos del sistema de transmisión o centros de consumos. A continuación se muestra dicha distribución de costos, los que se agregan al costo de desarrollo sistémico para la integración de un medio de generación renovable variable [12]:

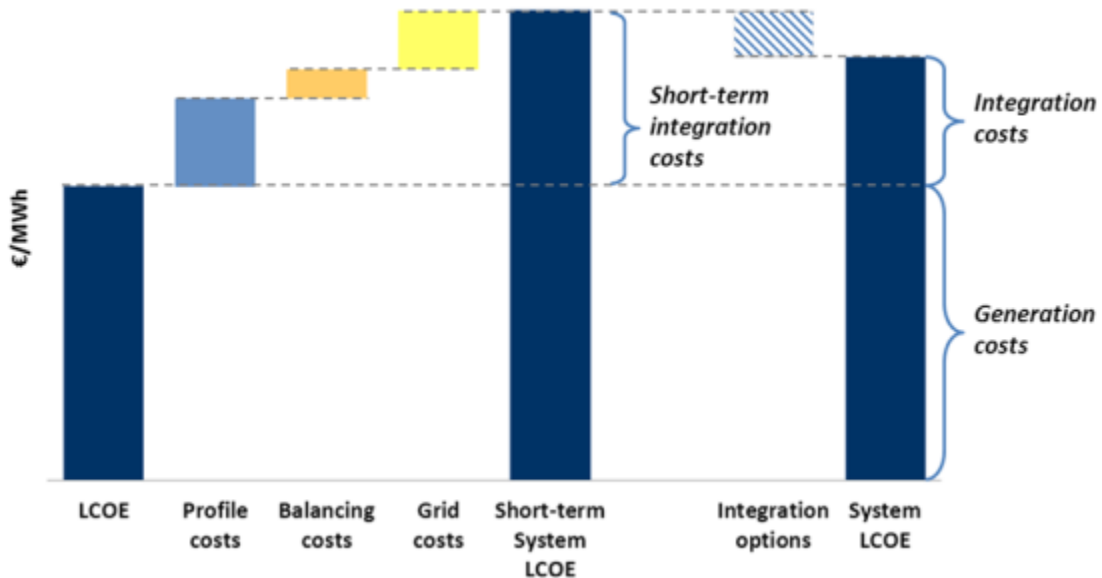


Figura 11: Distribución conceptual de costos de integración de tecnologías de generación renovable variable a un sistema eléctrico [12]

El primer componente correspondiente a los costos de perfil o *profile costs* se atribuye a la variabilidad de los recursos renovables variables. Incluye los sobrecostos asociados a la mayor necesidad de capacidad de respaldo para el sistema, el aumento de ciclicidad en el régimen de operación de las centrales convencionales despachables y la potencial sobreproducción de energía renovable que pudiese producirse [12].

Los costos de balance o *balancing costs* se atribuyen a la incertidumbre de la disponibilidad e intensidad del recurso renovable variable. Incluye los costos de redespachos intra-diarios que deba efectuar el operador del sistema debido a errores de pronóstico que puedan ocurrir en el pre-despacho, junto con requerir ciertos niveles de reserva pronta para hacer frente a dichas desviaciones de la operación planificada del sistema [12].

Los costos de red o *grid costs* se asocian a dos factores principales. En primer lugar, a la potencial mayor inversión que se requiere en infraestructura de transmisión eléctrica debido a la lejanía de la generación renovable variable respecto de los centros de carga. Por otro lado, el costo de redespacho de generación convencional que pudiera ser necesario para manejar congestiones en ciertos tramos de transmisión debido a su utilización parcial por parte de la generación renovable variable [12].

Cabe destacar que, como se muestra en la figura 11, parte de los costos de integración de corto plazo pueden ser mitigados en el largo plazo a través de distintas opciones de integración que puedan ser evaluadas [12].

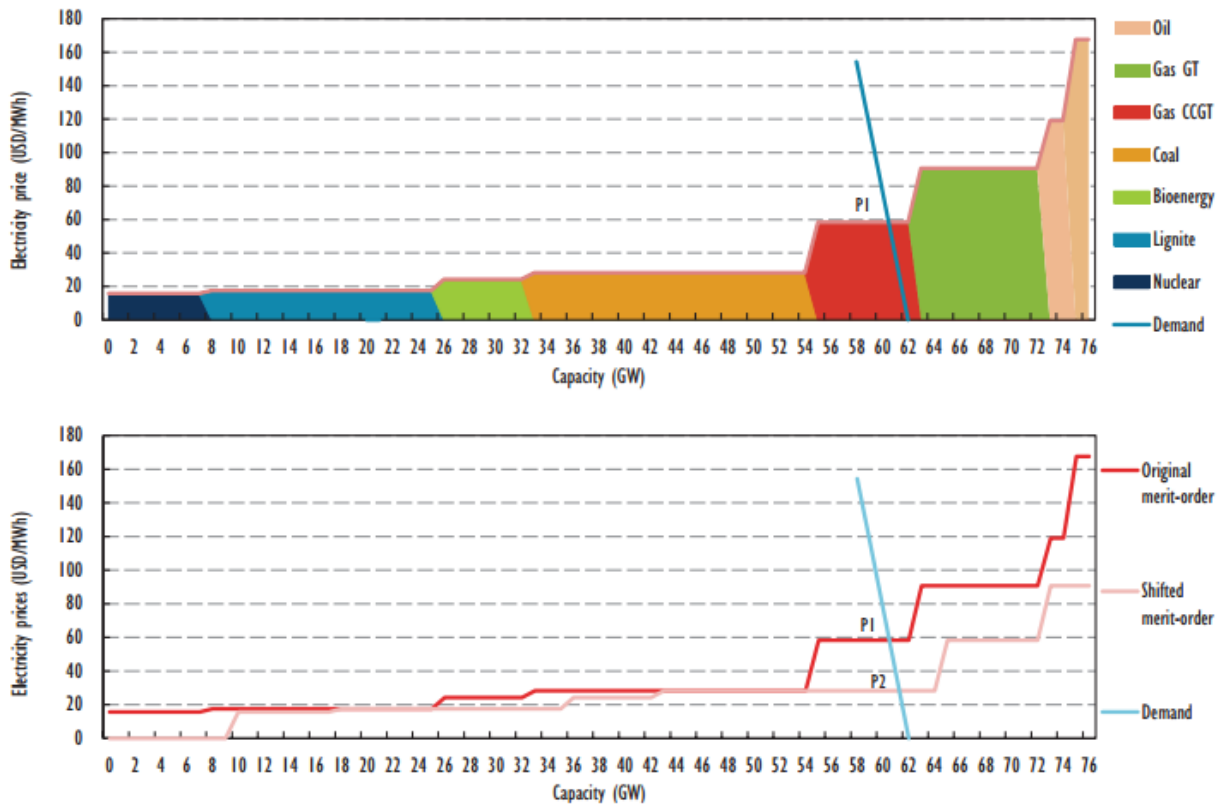
Los desafíos y costos aquí discutidos llaman a implementar soluciones que permitan gestionar de mejor manera la potencia generada a partir de recursos renovables variables, junto con desarrollar recursos de flexibilidad operacional suficientes que permitan la operación segura y eficiente del sistema eléctrico con altos niveles de penetración de dichas tecnologías.

2.2.2. Ventajas y Beneficios

Las tecnologías de generación renovable variable ofrecen una serie de bondades respecto de las tecnologías convencionales, entre las que destacan las siguientes:

- **Diseño modular de centrales:** la pequeña escala de cada unidad de generación (panel solar, aerogenerador) comparada con unidades de tecnologías convencionales permite mayor flexibilidad para el emplazamiento de los proyectos, junto con reducir el tiempo de construcción [2].
- **Generación libre de emisiones:** no existen emisiones de gases de efecto invernadero ni de otros contaminantes como sulfatos (SO_x), nitratos (NO_x) o material particulado asociado a la generación a partir de fuentes renovables variables [2]. Esto toma gran importancia en el contexto nacional con miras hacia la descarbonización, pues un 29% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero provienen del sector de generación eléctrica [5].
- **Bajo costo de inversión:** el cambio tecnológico ha llevado a los costos de inversión en estas tecnologías a bajar considerablemente, y se proyectan en continuada caída como se muestra en la subsección 2.2.4.
- **Independencia energética:** al no depender de insumos como combustibles ni de la condición hidrológica, que conforman las principales incertidumbres del sector de generación eléctrica, estas tecnologías de generación entregan una mayor seguridad de suministro al sistema.
- **Bajo costo variable de generación:** los energéticos primarios (viento, sol) son de libre explotación e inagotables, con lo que una vez instaladas las centrales de generación renovable variable, operan con costos variables muy cercanos a cero. Este hecho también provee a la generación renovable variable un blindaje natural contra la volatilidad de los precios de combustibles fósiles, que comprende uno de los principales riesgos del sector eléctrico [2].

Esta última ventaja de la generación renovable variable tiene una importante implicancia de mercado, pues al tener un costo de operación menor al de las tecnologías térmicas más baratas, desplaza a dichas unidades en el orden de mérito y reduce de esta forma el precio de equilibrio del mercado mayorista de energía (mercado spot) [2]. Este efecto se ilustra en la siguiente figura:



Notes: CCGT = combined-cycle gas turbine; GT = gas turbine; GW = gigawatt; P1 = price without additional generation; P2 with additional generation.

Figura 12: Desplazamiento de unidades térmicas por parte de la generación renovable variable de costo de operación nulo en el orden de mérito, lo que resulta en un nuevo precio de mercado menor cuando las últimas se encuentran en operación [2]

2.2.3. Penetración y Competitividad Actual

Al cierre del año 2016 el Sistema Eléctrico Nacional¹ contaba con 1457 [MW] instalados de energía solar fotovoltaica y 1411 [MW] instalados de energía eólica terrestre, los que representan un 6,8% y 6,6% respectivamente sobre la capacidad total instalada del sistema de 21302 [MW] [6]. La distribución entre las demás tecnologías se muestra a continuación:

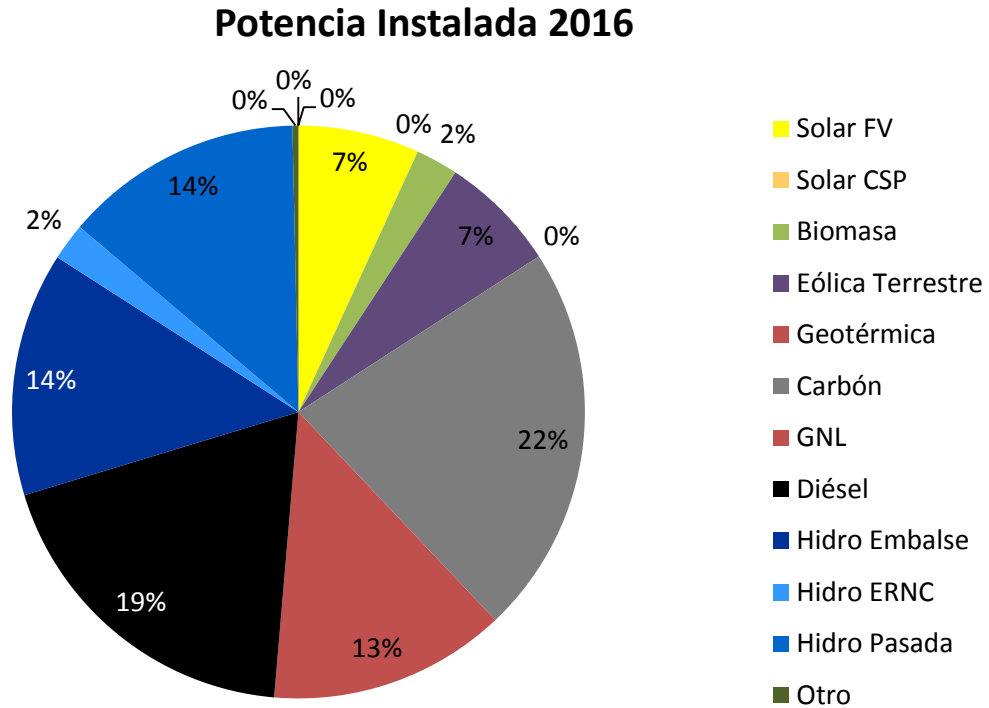


Figura 13: Capacidad instalada en el SEN al cierre de 2016 [6]

La dramática caída que han experimentado los costos de inversión en las tecnologías solar fotovoltaica y eólica durante la última década han hecho que hoy la generación renovable variable se encuentre en su punto de máxima competitividad, como se ha podido evidenciar de los resultados de licitaciones de suministro eléctrico a nivel mundial:

¹ Entendido como la unión de los sistemas SING y SIC, los cuales a la fecha ya se encuentran interconectados.

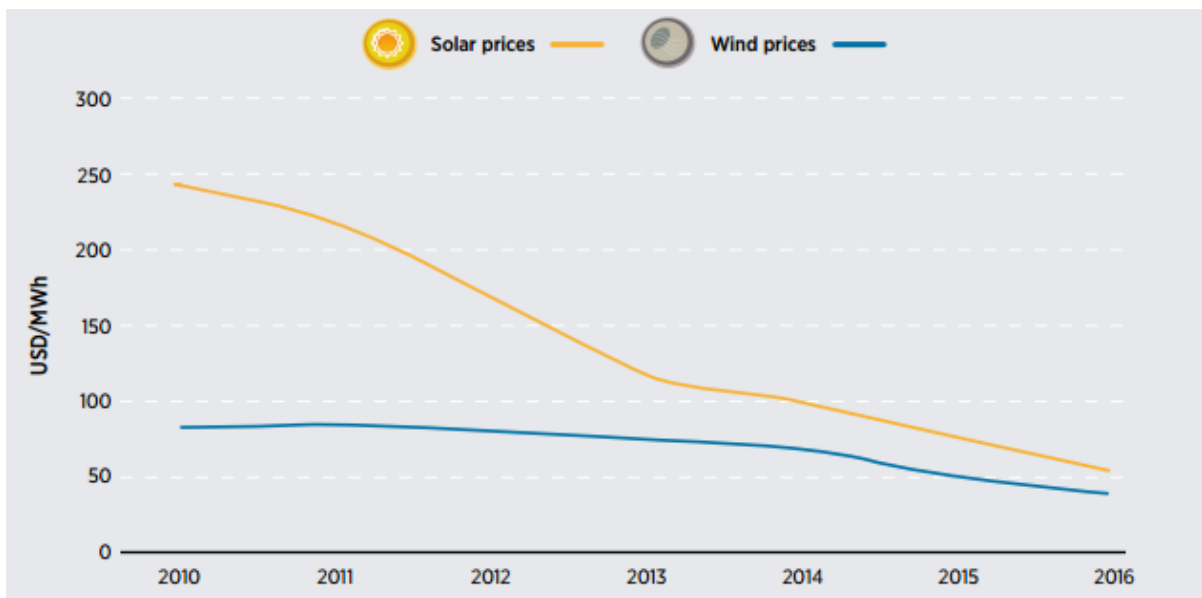


Figura 14: Evolución de los precios promedio resultantes de licitaciones de suministro a nivel mundial entre 2010 y 2016 para generadores solares FV y eólicos [7]

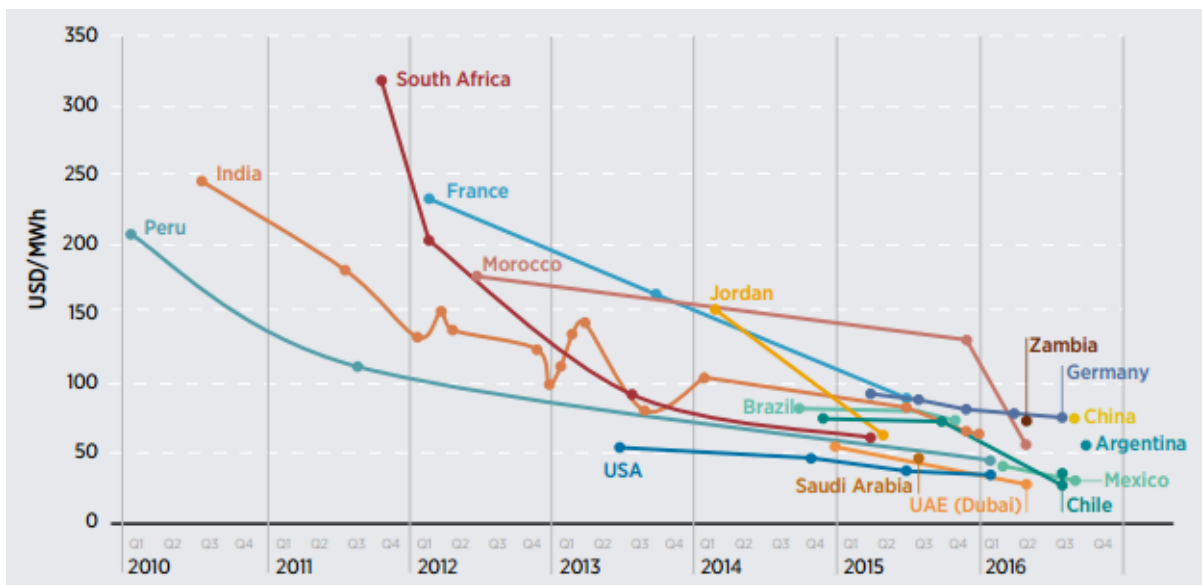


Figura 15: Evolución de los precios resultantes de licitaciones de suministro para energía solar FV por país entre 2010 y 2016 [7]

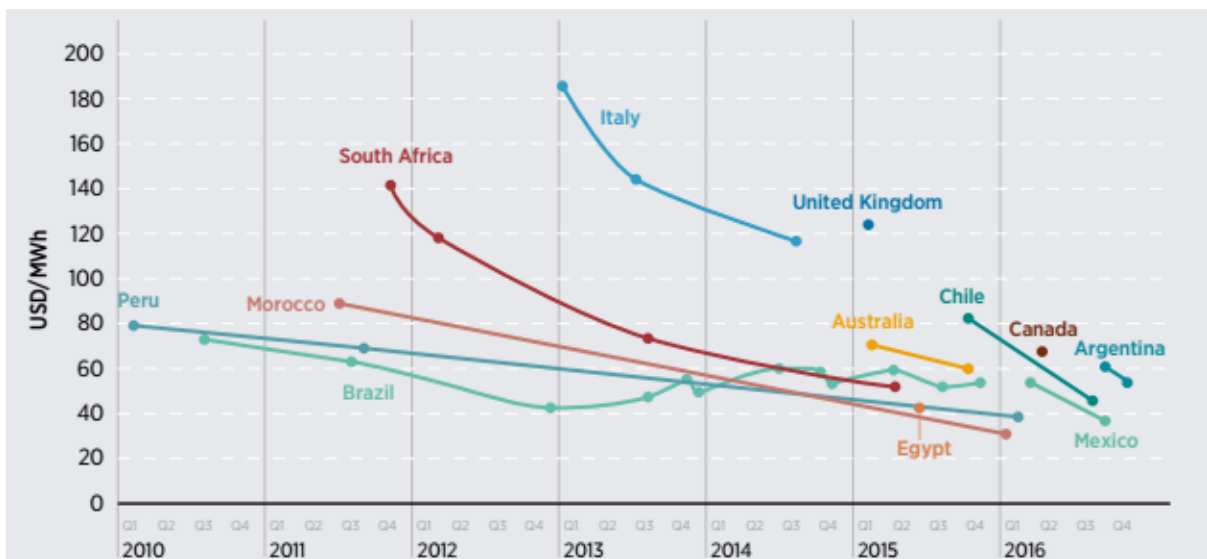


Figura 16: Evolución de los precios resultantes de licitaciones de suministro para energía eólica terrestre por país entre 2010 y 2016 [7]

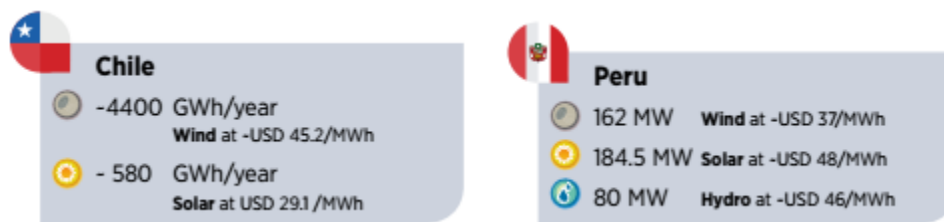


Figura 17: Resultados destacados de precios resultantes de licitaciones de suministro adjudicadas en 2016 para Chile y Perú [7]

De las figuras anteriores es posible observar el alto nivel de competitividad que han alcanzado estos proyectos, con precios adjudicados que reflejan costos de desarrollo menores incluso a los de centrales térmicas más baratas, a pesar de los bajos factores de planta con los que cuentan estas tecnologías [8].

2.2.4. Proyecciones a Futuro

La competitividad de las tecnologías de generación renovable variable se proyecta en aumento a futuro, debido principalmente a la continuación de la caída de sus costos de inversión. Esta caída se prevé mayor para las tecnologías solar fotovoltaica y de concentración solar (CSP) que para la energía eólica terrestre, pues esta última se considera en un nivel de desarrollo cercano al límite tecnológico [6]. A continuación se muestran las proyecciones de costos de inversión para tecnologías solar y eólica emplazadas en Chile consideradas para el Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía [6]:

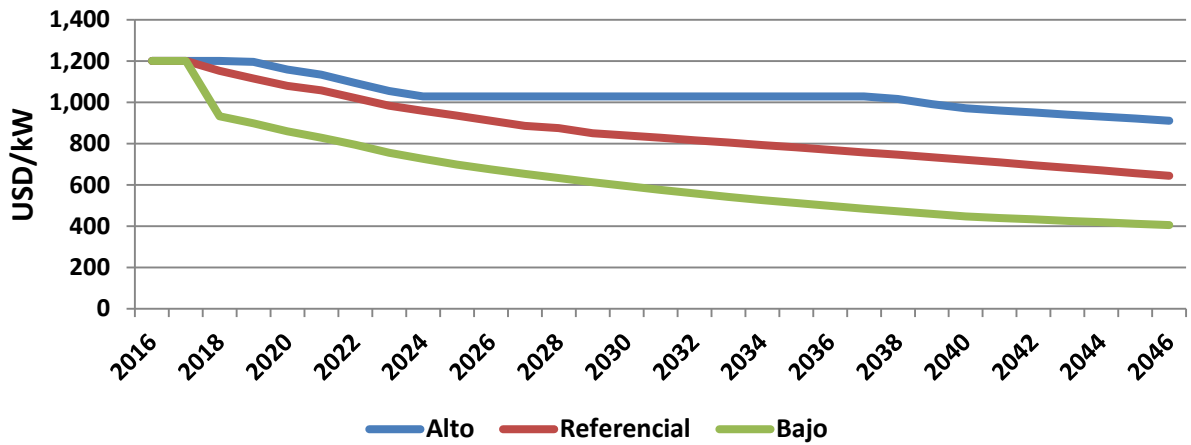


Figura 18: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales solares fotovoltaicas [6]

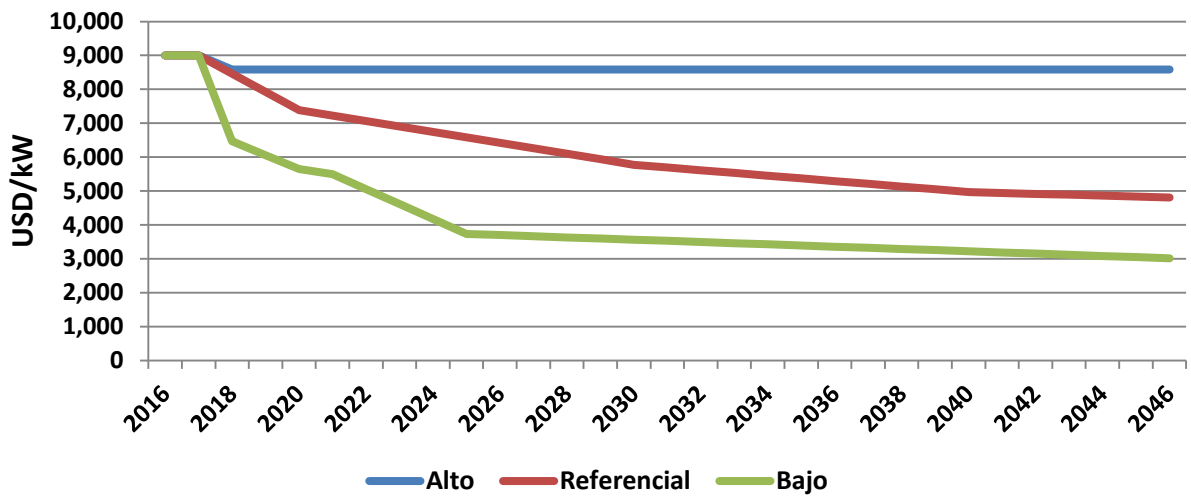


Figura 19: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales de concentración solar [6]

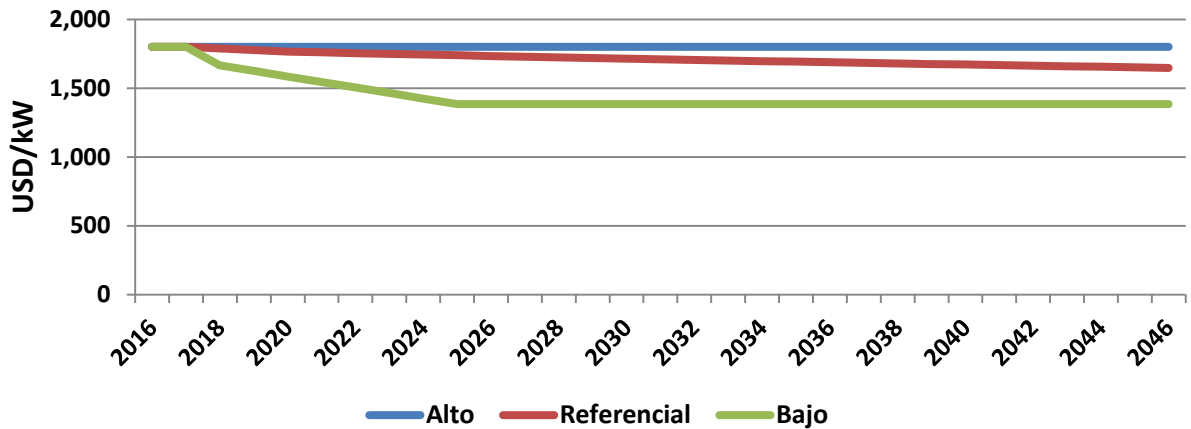


Figura 20: Proyección a largo plazo para el costo de inversión de centrales eólicas terrestres [6]

Junto con la creciente competitividad que ofrecen estas tecnologías como opciones para la matriz de generación, otro factor que favorece la penetración de generación renovable variable en el SEN es el gran potencial disponible en el territorio nacional [9]. A continuación se muestra una estimación del potencial de recursos renovables disponibles a nivel nacional, destacándose el enorme potencial de energía solar existente en el Norte Grande del país:

Región	Tecnología	Potencial [MW]
XV	Geotermia	350
XV	Hidro-Bombeo	300
XV	Solar CSP Torre	6,551
XV	Solar Fotovoltaica	71,235
I	Geotermia	127
I	Hidro-Bombeo	600
I	Solar CSP Torre	120,341
I	Solar Fotovoltaica	175,989
II	Eólica Terrestre	11,480
II	Geotermia	530
II	Hidro-Bombeo	300
II	Solar CSP Torre	353,425
II	Solar Fotovoltaica	445,930
III	Solar CSP Torre	29,146
III	Solar Fotovoltaica	126,125
IV	Eólica Terrestre	512
IV	Solar Fotovoltaica	11,235
V	Eólica Terrestre	60
V	Solar Fotovoltaica	1,831
XIII_RM	Pasada [>20 MW]	83
XIII_RM	Solar Fotovoltaica	5,433
VI	Eólica Terrestre	82
VI	Geotermia	200
VI	Pasada [>20 MW]	121
VI	Solar Fotovoltaica	341
VII	Geotermia	290
VII	Pasada [>20 MW]	1,557
VIII	Eólica Terrestre	4,403
VIII	Geotermia	99
VIII	Pasada [>20 MW]	1,840
IX	Eólica Terrestre	1,024
IX	Geotermia	100
IX	Pasada [>20 MW]	890
XIV	Eólica Terrestre	3,323
XIV	Pasada [>20 MW]	1,439
X	Eólica Terrestre	15,661
X	Pasada [>20 MW]	169

Tabla 1: Potencial disponible de recursos renovables aprovechables a nivel nacional por regiones [6] [9]

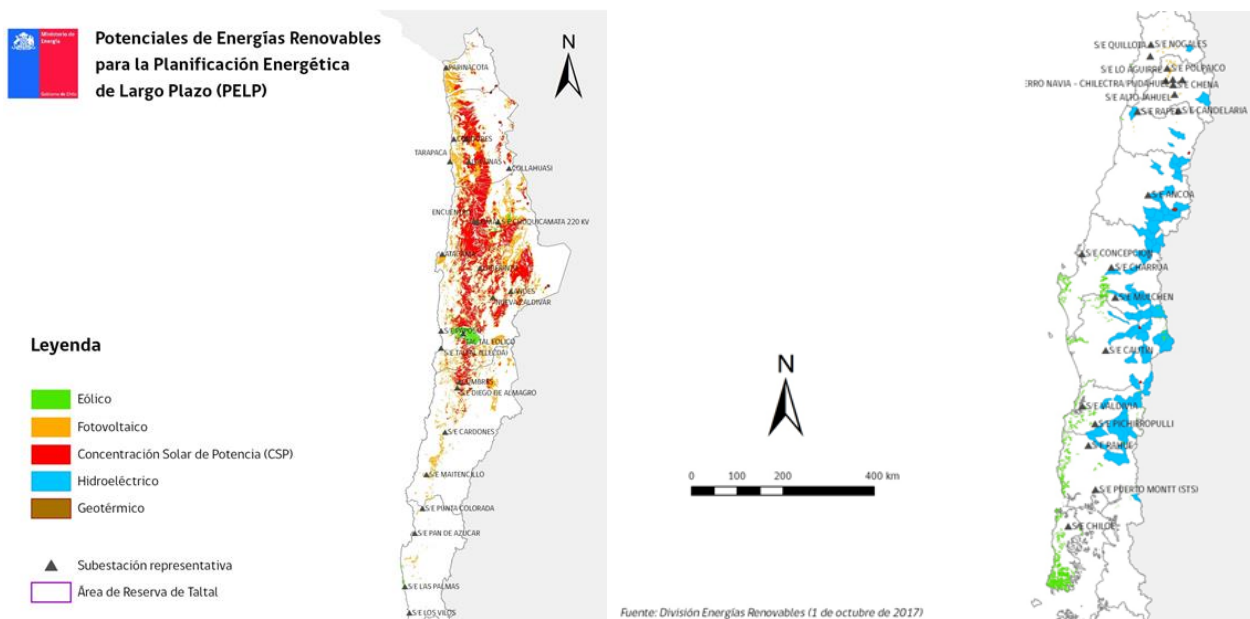


Figura 21: Distribución geográfica del potencial disponible de recursos renovables aprovechables a nivel nacional [6] [9]

De esta forma, con costos de inversión decrecientes y un gran potencial no explotado aun en el territorio nacional, es de esperar una penetración creciente de las tecnologías de generación renovable variable en la matriz de generación del SEN. A modo de referencia para el presente trabajo, se visitan los resultados de las simulaciones de planificación de la generación a largo plazo en el marco del proceso PELP del Ministerio de Energía. Particularmente, se escogió el “Escenario E” simulado al considerarse el más representativo de la perspectiva político-energética para el autor. Este escenario considera los siguientes supuestos prospectivos [6]:

- Proyectos de generación termoeléctrica enfrentan un mayor costo de inversión debido a oposición ciudadana. Lo mismo ocurre para centrales hidráulicas y eólicas desde la región del Bío Bío hacia el sur.
- La proyección de demanda energética considerada considera una trayectoria de crecimiento económico optimista, alta penetración de vehículos eléctricos y alta electrificación de sistemas de climatización en viviendas.
- Los costos de inversión de sistemas de almacenamiento en baterías decrecen rápidamente.
- Se considera una valorización de las externalidad ambientales a un nivel mayor que lo actual, con un crecimiento del impuesto al CO₂ pronunciado.

- Se consideran las trayectorias de costo de inversión “Bajo” para las tecnologías de generación renovable variable, mostradas en las figuras anteriores 13, 14 y 15.
- Se consideran las trayectorias de precios de combustibles fósiles altos [6].

A continuación se incluyen los resultados para la matriz de generación proyectada a largo plazo para el Sistema Eléctrico Nacional:

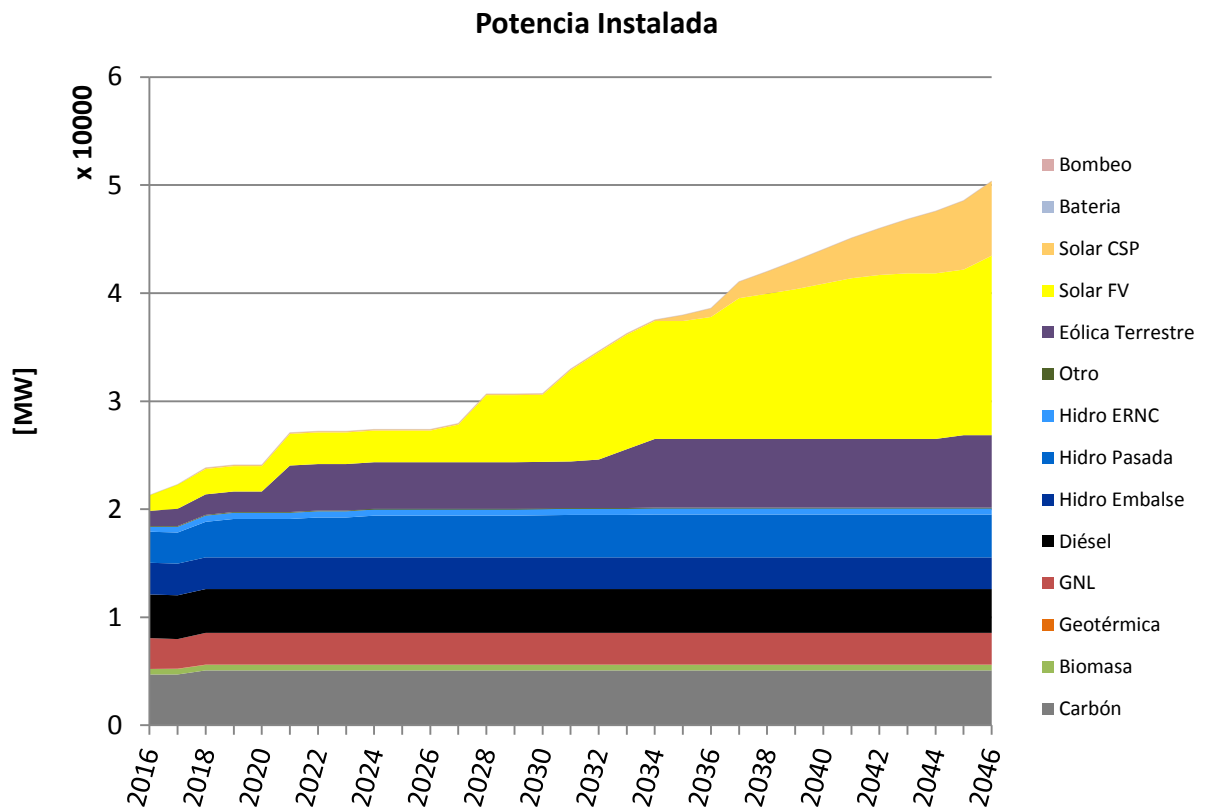


Figura 22: Proyección para la matriz de generación instalada a 2046 [6]

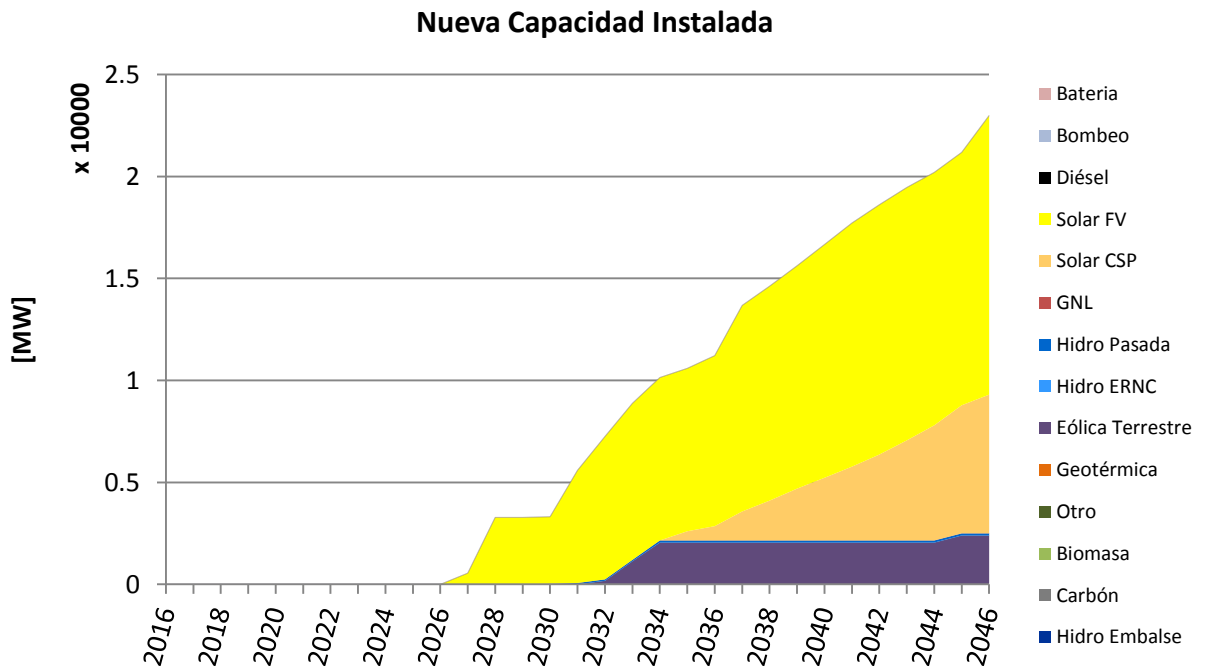


Figura 23: Proyección para las adiciones a la matriz de generación instalada a 2046 [6]

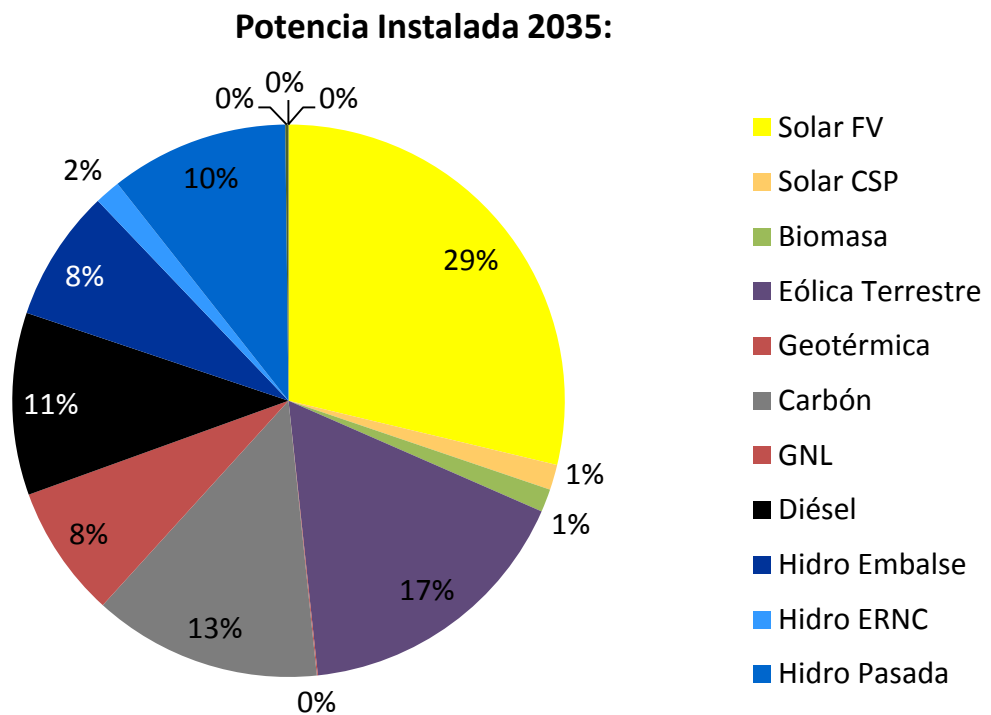


Figura 24: Distribución de la capacidad instalada proyectada a 2035 [6]

2.3. Fuentes de Flexibilidad Operacional

La flexibilidad operacional de un sistema eléctrico de potencia se puede definir como su habilidad para responder oportunamente, balanceando generación y demanda, ante la variabilidad e incertidumbres operacionales y económicas de corto plazo que puedan estresarlo técnicamente o afectar sus costos de manera considerable [13]. De esta forma, ante la variabilidad e incertidumbre inherente de la demanda eléctrica discutida en 2.1, tradicionalmente se asocia la flexibilidad operacional de un sistema con la disponibilidad de generación despachable que pueda ser activable y adaptable rápidamente a fin de responder a los cambios de consumo en distintas escalas de tiempo [2].

Sin embargo, como se discutió en 2.2.1, la integración de generación renovable variable en la última década introduce un grado creciente de variabilidad e incertidumbre en el dominio de generación, resultando en niveles de variabilidad e incertidumbre netos sin precedentes. Este desafío mayor llama a entender la flexibilidad operacional de manera más amplia, identificando distintas fuentes y recursos que pueden brindar la capacidad al sistema eléctrico de adaptar sus patrones de generación y consumo a fin de mantener un suministro continuo, seguro y costo eficiente en escenarios de alta penetración de generación renovable variable. Así, la flexibilidad del sistema se posiciona como el desafío clave para la integración de la generación renovable variable [2]. A continuación se presentan las cuatro fuentes principales de flexibilidad operacional a explorar en lo que sigue de esta subsección:

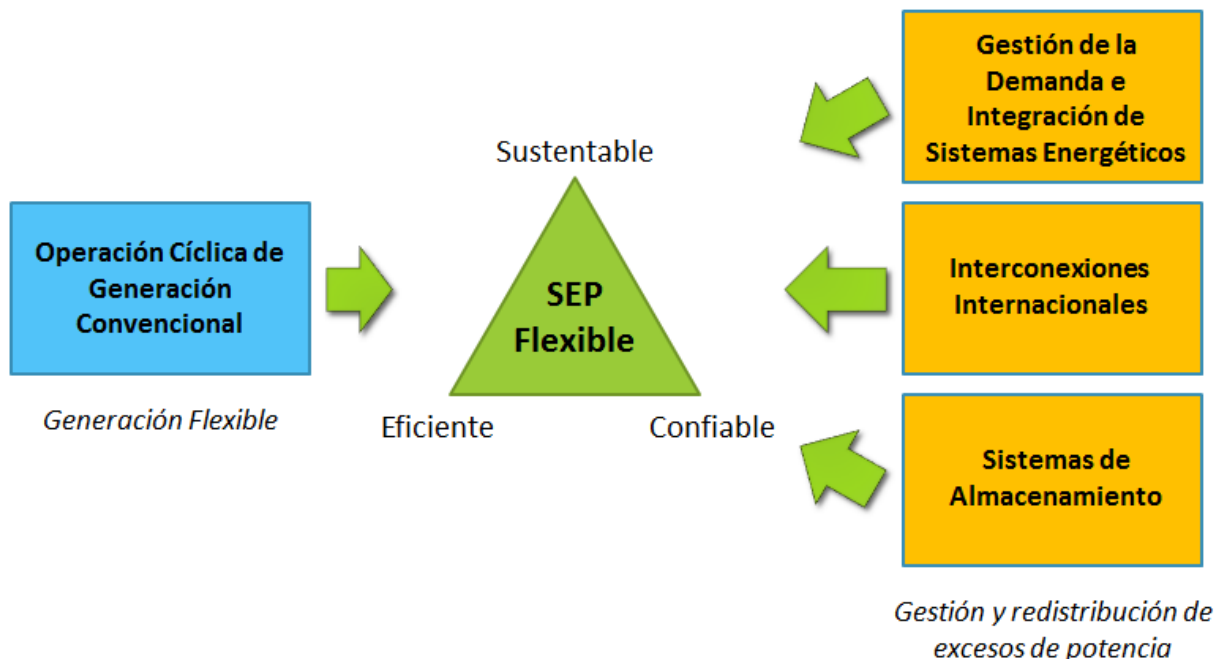


Figura 25: Principales fuentes de flexibilidad operacional. Elaboración propia a partir de [14]

2.3.1. Operación Cíclica de Generación Convencional

La fuente de flexibilidad de mayor presencia y antigüedad a la fecha en los sistemas eléctricos alrededor del mundo corresponde a la operación cíclica o *cycling* de unidades generadoras convencionales despachables. Este régimen de operación consiste en la modificación de la consigna de potencia de una unidad generadora mediante variaciones continuas de su generación hacia niveles mayores o menores de potencia (*ramping up/down*) o bien el encendido y apagado de la instalación [15].

En general los sistemas eléctricos siempre han contado con centrales de generación convencionales que describan regímenes cíclicos de operación, tanto como para suplir las altos requerimientos de rampa hacia la demanda de punta, como para fines de regulación de frecuencia [16]. Las centrales aptas para dicha operación más flexible corresponden generalmente a hidroeléctricas de embalse, turbinas de gas, generadores de combustión interna y en algunos casos centrales de ciclo combinado. A continuación se ilustra lo anterior:

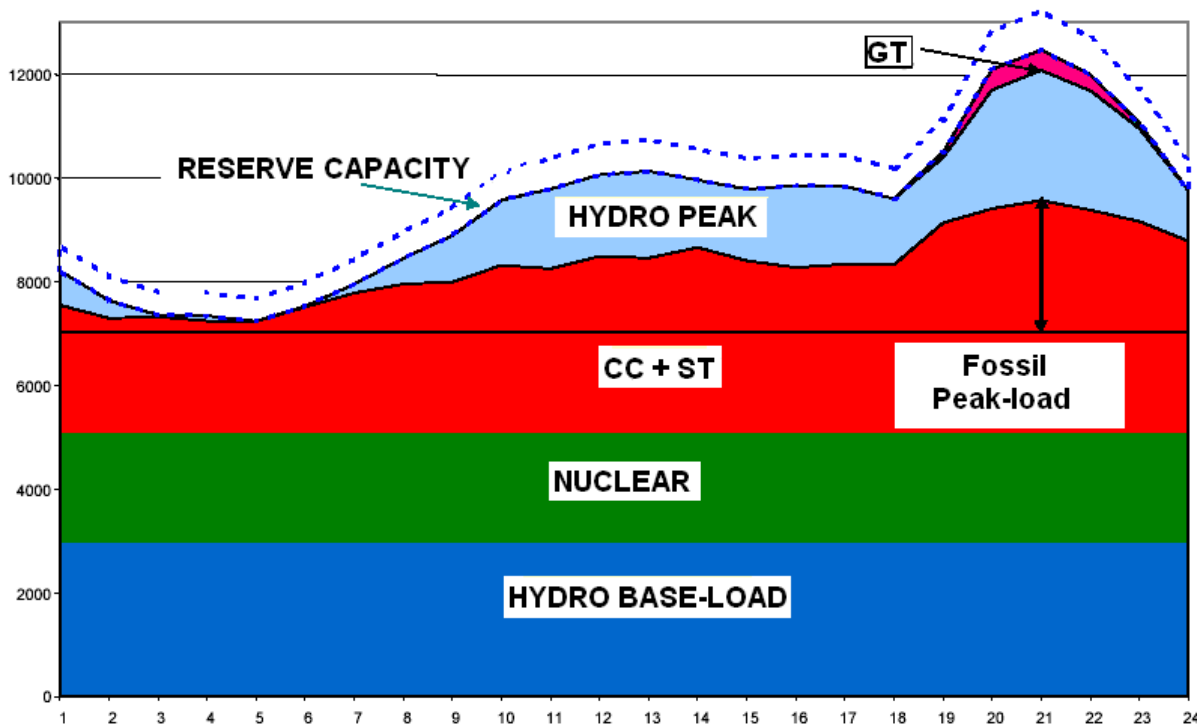


Figura 26: Perfiles de generación para distintas tecnologías resultantes de un despacho económico diario genérico. Eje ordenado corresponde a generación instantánea en [MW], eje abciso corresponde a las horas de un día [17]

De la figura anterior es posible observar como en un sistema sin generación renovable variable, el contar con una relativamente pequeña capacidad de generación apta para operar de manera

cíclica en algunas horas del día es suficiente para otorgarle al sistema un nivel adecuado de flexibilidad operacional. Sin embargo, en un escenario con considerable generación renovable variable, las tecnologías despachables como las mostradas en la figura 26 deben enfrentar perfiles de demanda neta con un nivel de variabilidad considerablemente mayor (similares a los visitados en las figuras 21, 22 y 23).

De esta forma, la penetración de generación renovable variable exagera el requerimiento por operación cíclica de las unidades convencionales despachables, obligando incluso a centrales que fueron diseñadas para operar sirviendo a la demanda de base o intermedia a describir un nivel de *cycling* importante. Este ha sido el caso de varias centrales de ciclo combinado, las que han visto modificado radicalmente su régimen de operación debido al desarrollo de la generación renovable variable en la última década en los sistemas donde operan [16]. A continuación se muestra un ejemplo de lo anterior:

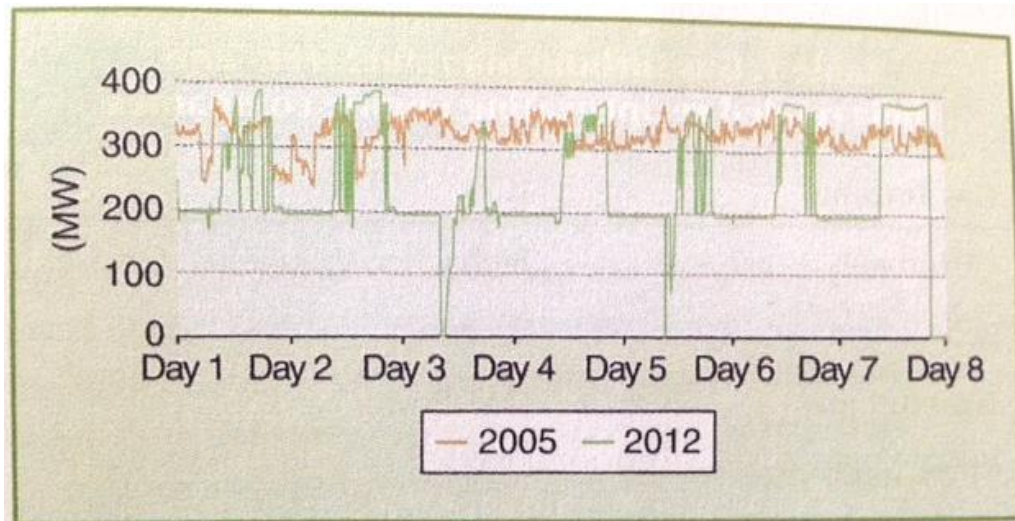


Figura 27: Comparación entre los perfiles de generación intradiarios para una misma central CCGT italiana en 2005 y 2012 [16]

La hidroelectricidad de embalse corresponde a una de las tecnologías con mayor capacidad de operación cíclica y ha sido protagonista en proveer flexibilidad operacional al SIC en su desarrollo. Bajo escenarios de hidrología favorable que permitan un alto nivel de disponibilidad de operación de estas centrales, la hidroelectricidad despachable continuará siendo de gran relevancia para brindar flexibilidad al futuro Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, ante la lejanía de estas instalaciones respecto del gran potencial solar en torno al actual SING, junto al incierto futuro del desarrollo de nuevos proyectos de gran hidroelectricidad en Chile atribuible a la significativa oposición ciudadana hacia ellos evidenciada en los últimos años y a la incertidumbre del recurso hídrico debido al cambio climático, el presente trabajo se enfoca en

el estudio de las centrales termoeléctricas como tecnologías de generación despachable flexible.

(1) Tipos de Centrales Térmicas

(a) Turbinas de Vapor (TV)

La tecnología que agrupa la mayor cantidad de tipos de centrales térmicas en términos de energético primario corresponde a las turbinas de vapor o unidades de ciclo de Rankine. Este ciclo termodinámico consiste en la conversión de calor en trabajo, normalmente a través del turbinado de vapor de agua, que luego tracciona un generador sincrónico para la producción de potencia eléctrica.

El calor para producir el vapor de agua puede provenir de variadas fuentes, siendo las principales la combustión de carbón, fuel oil, biomasa y el calor producido por las reacciones en cadena de fisión nuclear. Otras fuentes menos convencionales a tomar en consideración corresponden al fluido proveniente de pozos geotérmicos y a la energía calórica del sol. De esta forma, las centrales geotérmicas y de concentración solar de potencia también componen la familia de centrales térmicas de turbina de vapor, en adelante referidas simplemente como centrales TV [2] [18]. A continuación se ilustra el funcionamiento general de una central TV:

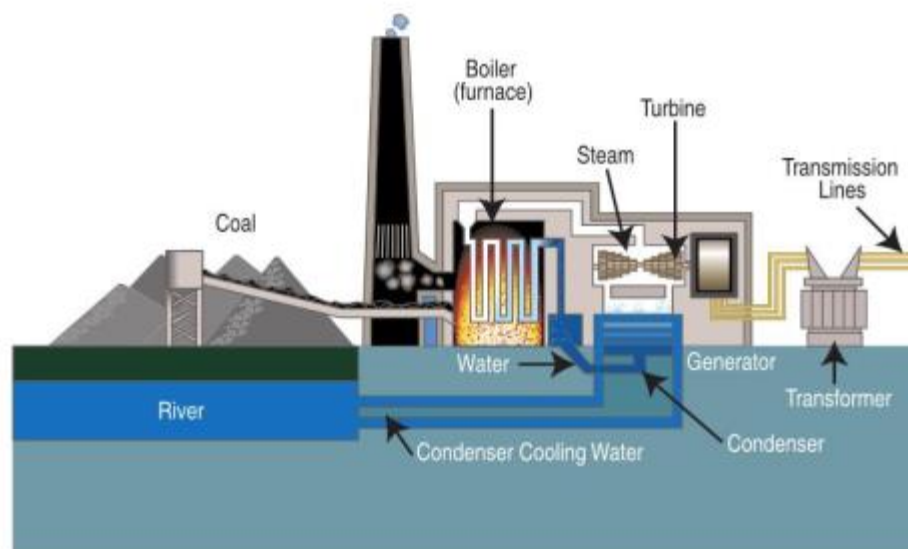


Figura 28: Esquema de procesos para una central TV o de ciclo de Rankine a partir de carbón [18]

En cuanto a las centrales geotérmicas, existen tres tecnologías principales: de vapor seco, binarias y *flash*. Estas últimas corresponden al tipo de central geotérmica con mayor penetración mundial a la fecha, y su funcionamiento consiste en el bombeo de fluido geotérmico de alta presión hacia un tanque en la superficie que se encuentra a un nivel de presión mucho menor. Este proceso lleva a que parte del fluido geotérmico se evapore rápidamente para luego ser turbinado, dándole el nombre “flash” al esquema de explotación del recurso [19]. A continuación se ilustra el funcionamiento de este tipo de central geotérmica:

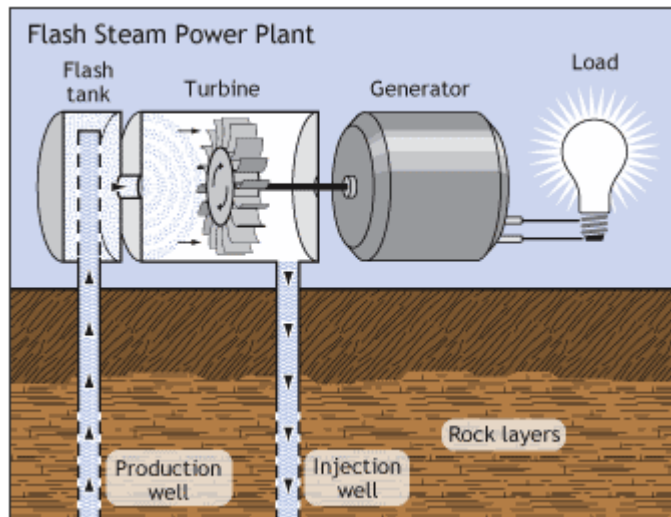


Figura 29: Esquema de procesos para una central TV geotérmica de tipo flash [19]

Al comportarse prácticamente como una central TV a carbón u otro combustible fósil, las centrales geotérmicas combinan la capacidad de ser despachables con la bondad de ser no contaminantes. Así, si bien actualmente estas centrales cumplirían el rol de operar en carga base por su bajo costo de operación, en una matriz futura totalmente descarbonizada la agregación de varias centrales geotérmicas podrían proveer considerable flexibilidad al sistema.

Por su parte, las centrales de concentración solar de potencia, en adelante CSP, aprovechan la energía calórica proveniente del sol para calentar fluidos de alto calor específico que luego permitan producir vapor de agua para traccionar la turbina de vapor. Una característica a destacar de esta tecnología es que al almacenar la energía solar en fluidos a altas temperaturas, la generación de energía eléctrica puede ser efectuada horas después que la energía solar haya sido capturada. Es decir, una central CSP puede inyectar energía proveniente del sol al sistema durante la noche [10]. A continuación se ilustra el funcionamiento de este tipo de central:

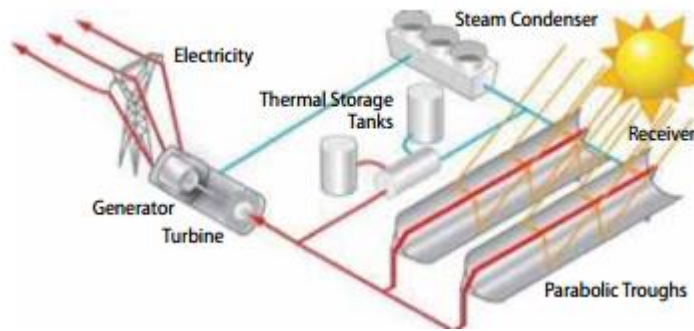


Figura 30: Esquema de procesos para una central TV CSP [10]

(b) Turbinas de Gas de Ciclo Abierto (TGCA)

Otro tipo de turbina corresponde a las turbinas de gas, en adelante referidas simplemente como TG. Al esquema más sencillo de generación de energía eléctrica a través de TG se le denomina de ciclo abierto, en adelante TGCA. Dicho esquema consiste en la tracción de una turbina a través del trabajo producido por la combustión de gas natural, diesel, entre otros combustibles fósiles de alta densidad energética [18]. A continuación se ilustra el funcionamiento general de una central TGCA:

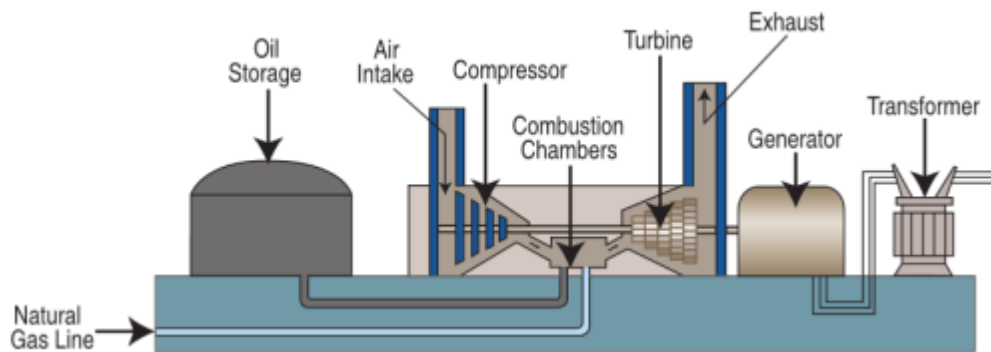


Figura 31: Esquema de procesos para una central TGCA a partir de gas natural y/o diesel [18]

Un tipo de central térmica que no cabe dentro de la clasificación de TGCA pero que cuenta con prácticamente el mismo principio de funcionamiento que ellas corresponde a las centrales de combustión interna alternante o *reciprocating engines*. En este tipo de unidades de generación, existe un motor de combustión interna con varios cilindros o cámaras de combustión, tal como los que se encuentran en un automóvil, el que tracciona un generador sincrónico a partir de la combustión de diesel u otros derivados del petróleo.

(c) Turbinas de Gas de Ciclo Combinado (TGCC)

Un esquema que combina las TV y TG a fin de lograr mayor eficiencia del proceso de generación de energía eléctrica a partir de la combustión de gas, diesel u otros combustibles corresponde a las centrales a gas de ciclo combinado, en adelante referidas simplemente como TGCC. En este esquema, los gases de escape del proceso de combustión de ciclo abierto, que se encuentran a alta temperatura, son aprovechados para calentar agua y producir vapor que traccione a una TV ubicada en la misma central. Luego, la generación eléctrica neta de una central TGCC será aquella producida por los dos generadores sincrónicos traccionados por la TG y TV respectivamente, logrando que la eficiencia de la central como sistema sea mayor a la de una TGCA [18]. A continuación se ilustra el funcionamiento general de una central TGCC:

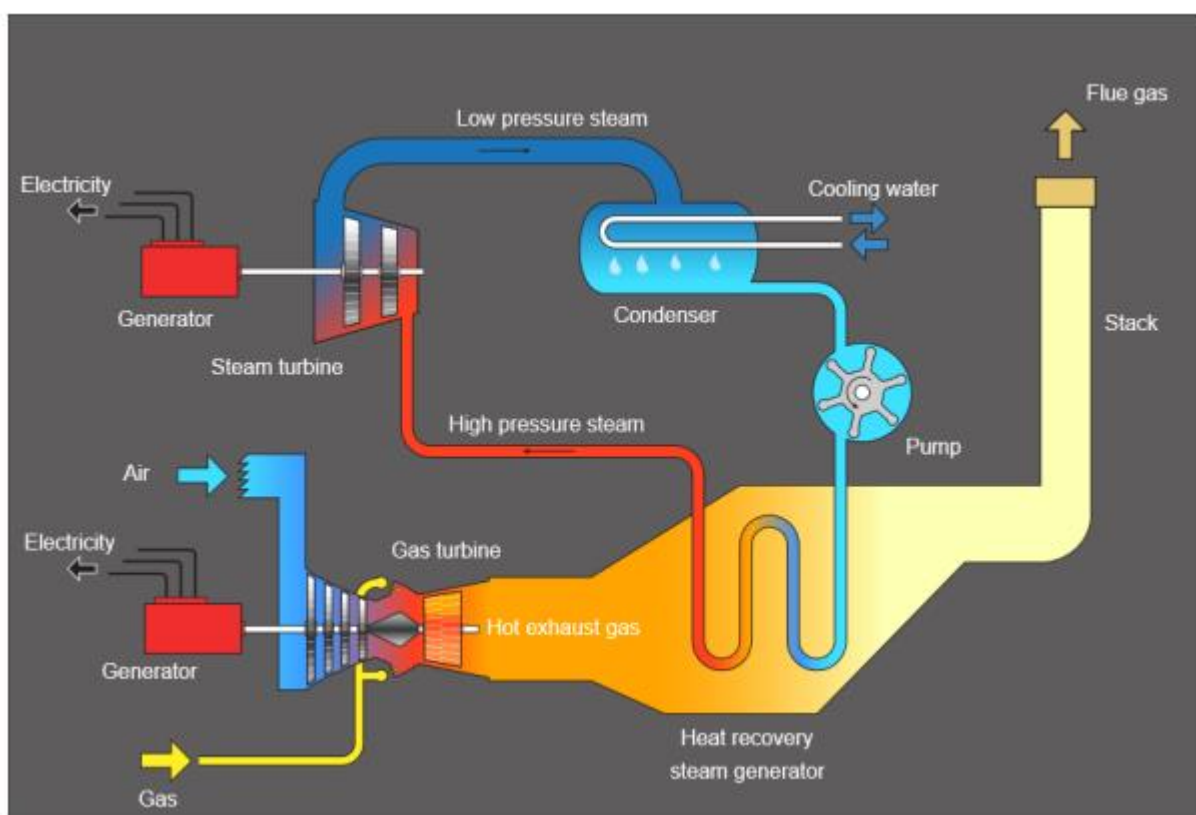


Figura 32: Esquema de procesos para una central TGCC a partir de gas natural [18]

(2) Prestaciones Técnicas para Brindar Flexibilidad

Una central de generación, en particular una unidad térmica, puede brindar cierto nivel de flexibilidad como fracción de su capacidad instalada proporcional a:

- El rango de niveles de operación o generación distintos en que puede operar con normalidad.
- La rapidez con que pueda modificar su nivel de operación o generación entre aquellos niveles factibles.
- La rapidez con que pueda comenzar o cesar de inyectar potencia eléctrica al sistema desde el momento en que se le despacha o solicita [2].

De esta forma, es posible identificar tres características o parámetros principales que brindan a las centrales térmicas una determinada capacidad para operar en régimen cíclico y así aportar flexibilidad al sistema eléctrico.

(a) Rango de Operación

El rango de operación de una unidad corresponde a la diferencia entre el límite superior e inferior de potencia eléctrica instantánea que puede generar sin comprometer la integridad de sus componentes. Estos límites son conocidos como el máximo y mínimo técnico de la central respectivamente. De esta forma, el rango de operación suele caracterizarse como el porcentaje que representa el mínimo técnico respecto del máximo técnico, referido comúnmente como *turndown*. Así, una central con mayor rango de operación admite un mayor rango de despachos factibles, con lo que aporta mayor flexibilidad al sistema [18]. A continuación se ilustra gráficamente esta característica:

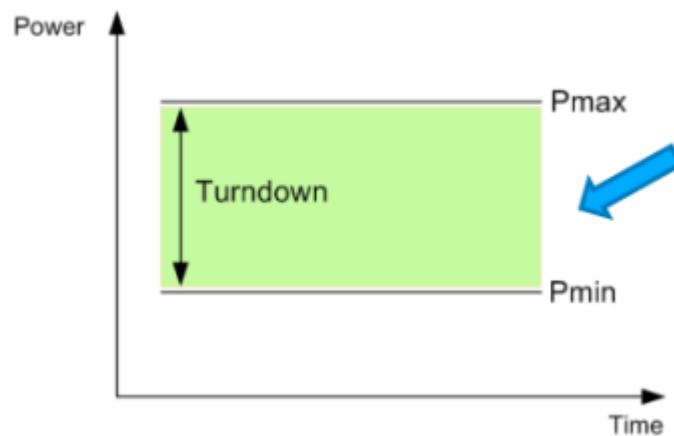


Figura 33: Definición del rango de operación o turndown de una central [18]

(b) Capacidad de Rampa

La capacidad de rampa, tasa de toma de carga o *ramp rate* se refiere al gradiente máximo de control con el que la unidad generadora es capaz de variar su inyección de potencia eléctrica al sistema entre los distintos niveles dentro de su rango de operación [18]. Describe, así, la velocidad máxima con la que la central puede ser redespachada a un nuevo nivel (mayor o menor) de potencia generada. De esta forma, una unidad generadora ofrecerá mayor flexibilidad al sistema conforme cuente con una capacidad de rampa mayor. A continuación se ilustra gráficamente esta característica:

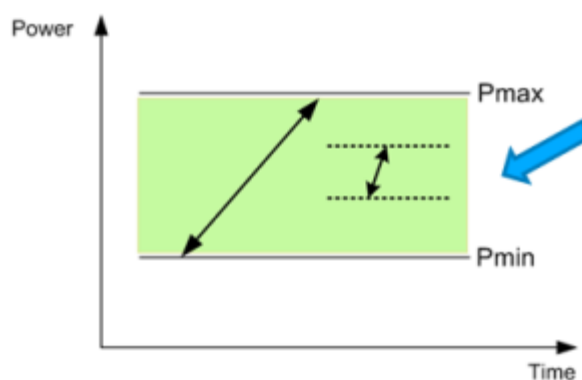


Figura 34: Definición de la capacidad de rampa o ramp rate de una central [18]

(c) Tiempos de Encendido y Apagado

En cuanto a los tiempos de encendido y apagado de las unidades generadoras, es posible identificar dos restricciones principales. La primera tiene que ver con los tiempos mínimos que una central debe permanecer operando luego de un encendido o permanecer fuera de operación luego de un apagado, a fin de no comprometer la integridad de sus componentes. Estos tiempos se conocen también como *minimum up time* y *minimum down time* [18].

Por otro lado, se encuentra el tiempo que toman los procesos previos que se deben efectuar en una central térmica para pasar del estado “lista para partir” (i.e. luego de haber transcurrido el *minimum down time*) al estado en que se encuentra sincronizada al sistema eléctrico e inyectando su potencia mínima o mínimo técnico. El tiempo que toma la transición entre esos estados se denomina tiempo de encendido o *start-up time*. Luego, una vez operando a mínimo técnico, la unidad es capaz de ajustar su consigna de generación a cierto nivel a la tasa que le

permite su capacidad de rampa [18]. Para el caso del tiempo de apagado o *shut-down time*, la definición es análoga.

De esta forma, mientras menores sean estos tiempos, mayor flexibilidad proveerá cierta central térmica al sistema. A continuación se muestran los procesos de encendido para los distintos tipos de central térmica:

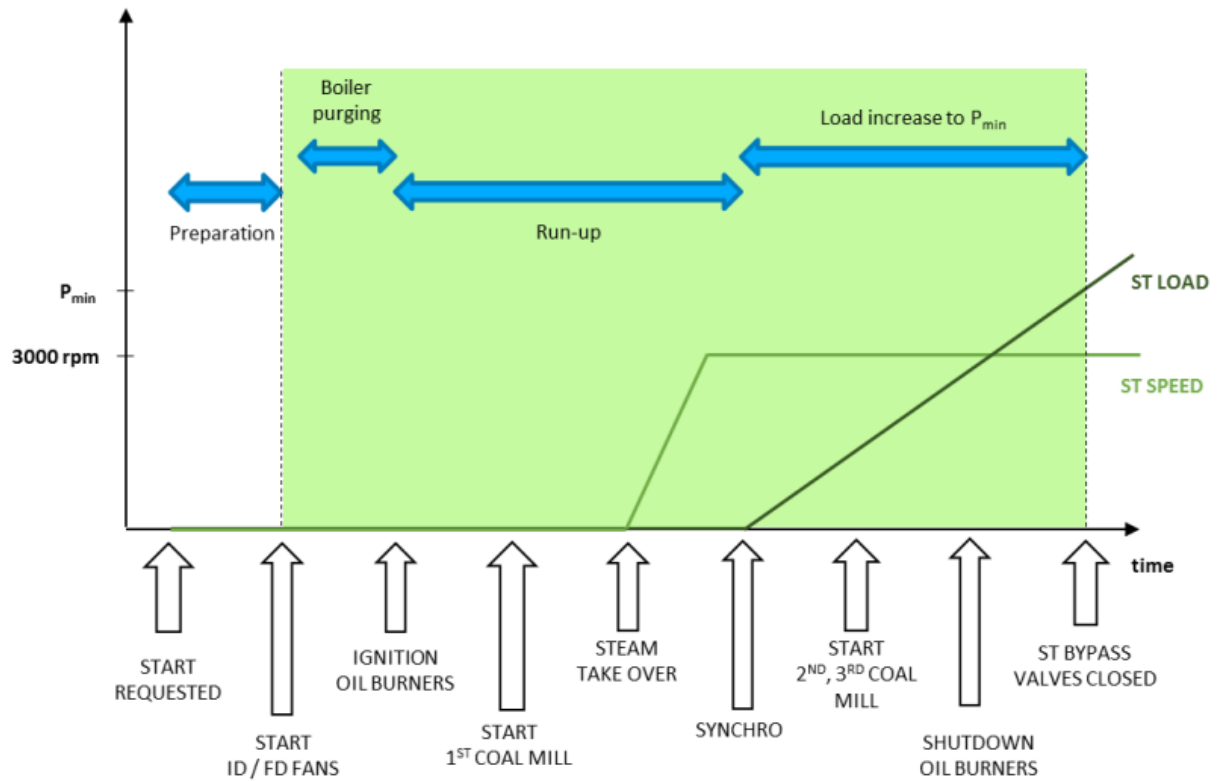


Figura 35: Proceso de encendido para centrales TV a carbón [18]

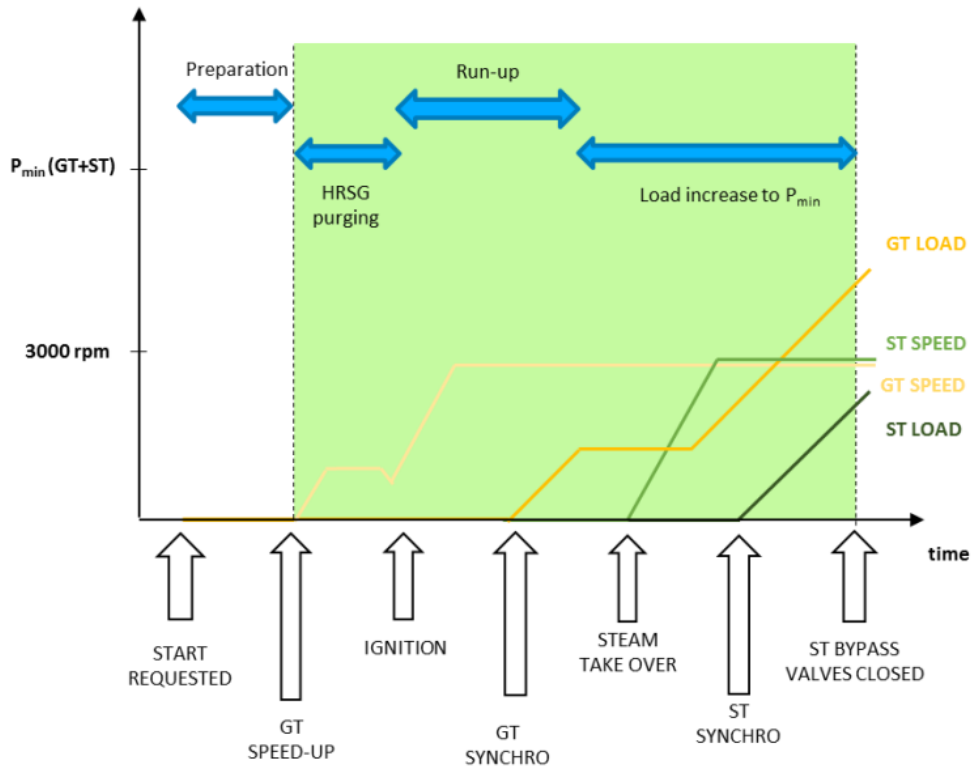


Figura 36: Proceso de encendido para centrales TGCC [18]

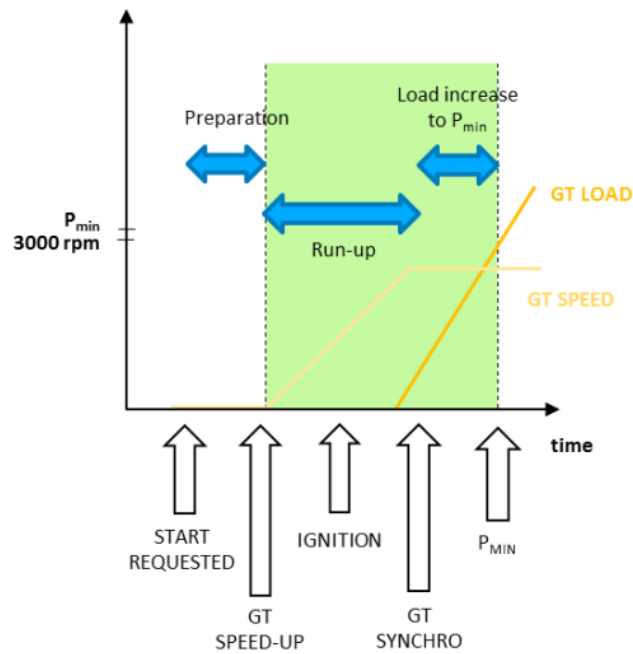


Figura 37: Proceso de encendido para centrales TGCA [18]

La duración del subproceso de preparación expuesto en las figuras 35, 36 y 37 depende fuertemente del estado físico en que se encuentran los componentes principales de las

unidades como la caldera y turbina, particularmente en términos de presión y temperatura. De esta forma, centrales que permanezcan un menor tiempo fuera de operación mantendrán parte de la temperatura y presión necesaria para volver a operar, con lo que describirán procesos de encendido más cortos que otras centrales cuya presión y temperatura hayan decaído en mayor medida [18].

Así, normalmente se definen tres estados previos para caracterizar los encendidos de centrales térmicas en función del tiempo que permanecen fuera de operación: partida en frío, tibio y caliente (i.e. *cold*, *warm* y *hot start-up*). La convención usada por la empresa de generación eléctrica Engie en Europa corresponde a la siguiente:

- **Cold start-up:** 72 [h] transcurridas o más desde el apagado.
- **Warm start-up:** entre 12 [h] y 72 [h] transcurridas desde el apagado.
- **Hot start-up:** 12 [h] transcurridas o menos desde el apagado para TGCC, 8 [h] para TV [18].

A continuación se muestra el impacto que puede tener el estado físico de los componentes de una central en la duración del subproceso de preparación:

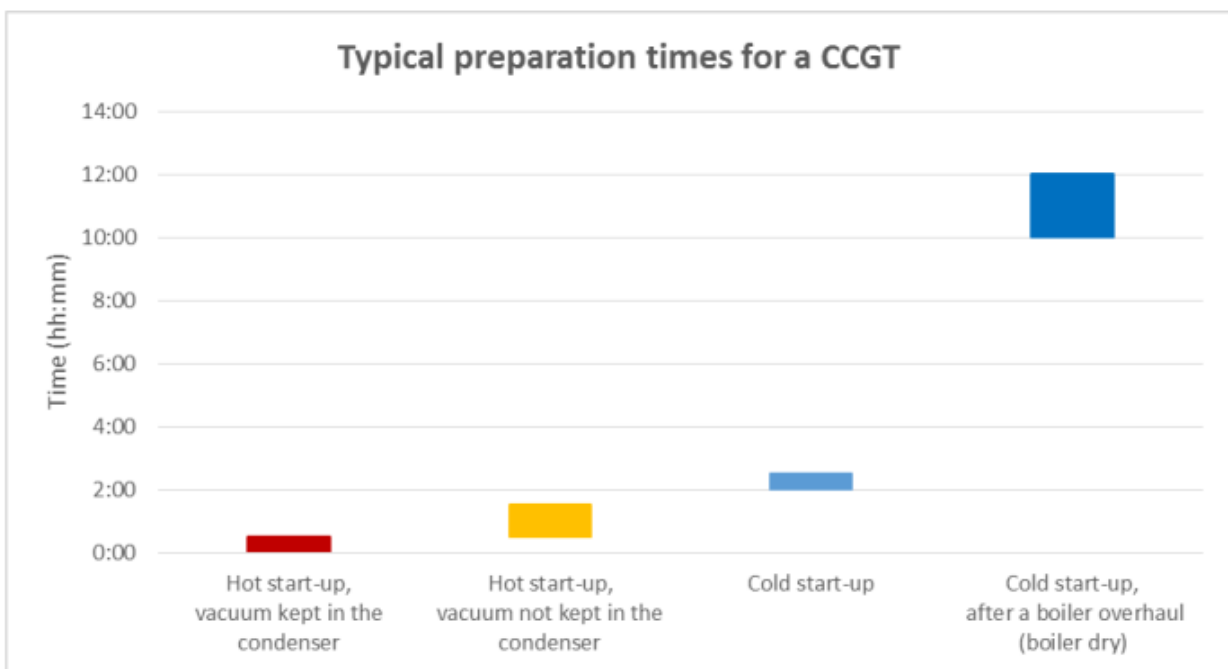


Figura 38: Tiempos de preparación típicos para centrales TGCC en distintas condiciones [18]

(3) Comparación entre Tecnologías

A continuación se muestra una tabla comparativa para las tres prestaciones técnicas principales para brindar flexibilidad entre distintas tecnologías de generación térmica y otras:

	<i>Technology</i>	<i>Mini stable output (%)</i>	<i>Ramp rate (%/min)</i>	<i>Lead time, warm (h)</i>
Firm RE	Reservoir hydro	5-6**	15-25	< 0.1
	Solid biomass	. ***	. ***	. ***
	Biogas	. ***	. ***	. ***
	Solar CSP/STE ¹	20-30	4-8	1-4****
	Geothermal	10-20	5-6	1-2
Dispatchable non-RE	Combustion engine bank CC	0	10-100	0.1-0.16
	Gas CCGT inflexible	40-50	0.8-6	2-4
	Gas CCGT flexible	15-30*****	6-15	1-2
	Gas OCGT	0-30	7-30	0.1-1
	Steam turbine (gas/oil)	10-50	0.6-7	1-4
	Coal inflexible	40-60	0.6-4	5-7
	Coal flexible	20-40	4-8	2-5
	Lignite	40-60	0.6-6	2-8
	Nuclear inflexible	100*****	0*****	na*****
	Nuclear flexible	40-60*****	0.3-5	na*****

Notes: CC = combined cycle; CSP = concentrated solar power; STE = solar thermal energy; na = non applicable. The table refers to typical characteristics of existing generation plants; specific arrangements, especially in new-build flexible coal, lignite and nuclear power plants may increase generation flexibility; operational and environmental constraints can have a significant impact on how much of this technical flexibility is actually available.

¹ With storage.

** Environmental and other constraints can have a significant impact on the availability of this flexibility.

*** Solid biomass and biogas can be combusted in plants that have the characteristics of coal and gas plants. Data on solid biomass and biogas is thus included in those on coal and gas plants.

**** If thermal storage is not fully available, lead time can be considerably higher.

***** 15% is reached by plants with steam cycle bypass at reduced efficiency.

***** Security regulations may prohibit nuclear from changing output. Reported start-up times are two hours from hot state to two days.

Tabla 2: Comparación de prestaciones técnicas entre distintas tecnologías de generación eléctrica [2]

De la figura anterior es posible notar que las centrales de embalse, TGCA y a combustión interna cuentan con las mejores prestaciones para operar en régimen cíclico. Por su parte, el aumento de eficiencia que brindan las centrales TGCC respecto de las TGCA implica un considerable *trade off* en las características de flexibilidad. De esta forma, es fácil ver como las TG se presentan como un buen complemento para la generación renovable variable, dada sus buenas

prestaciones para aportar flexibilidad al sistema, costos de operación moderados y menores emisiones contaminantes comparado con centrales TV a carbón [20].

Sin embargo, con miras hacia una matriz de generación descarbonizada a futuro, es probable que la intensidad de emisiones de incluso las centrales TGCC más eficientes y modernas no cumplan con los estándares para una tasa de descarbonización considerable. Así, resulta interesante notar de la figura anterior que la geotermia y la generación mediante CSP, ambas tecnologías que se proyectan en desarrollo hacia el mediano y largo plazo en Chile [6], ponderan bastante bien en las tres características de flexibilidad. Considerando que la geotermia no cuenta con la incertidumbre propia de la disponibilidad del recurso solar, conforma una fuente de energía renovable no convencional muy firme, que podría convertirse en la central térmica flexible del futuro.

(4) Costos Asociados

La operación cíclica de las centrales de generación térmica, manifestada principalmente en una mayor tasa de partidas y detenciones, junto a una operación en seguimiento de carga o régimen de *ramping* más frecuente, favorece la ocurrencia fenómenos técnicos indeseables para estas centrales. Estos fenómenos conllevan a su vez a una serie de implicancias de sobrecostos o riesgos económicos principales para los propietarios de estas instalaciones, los que se resumen a continuación:

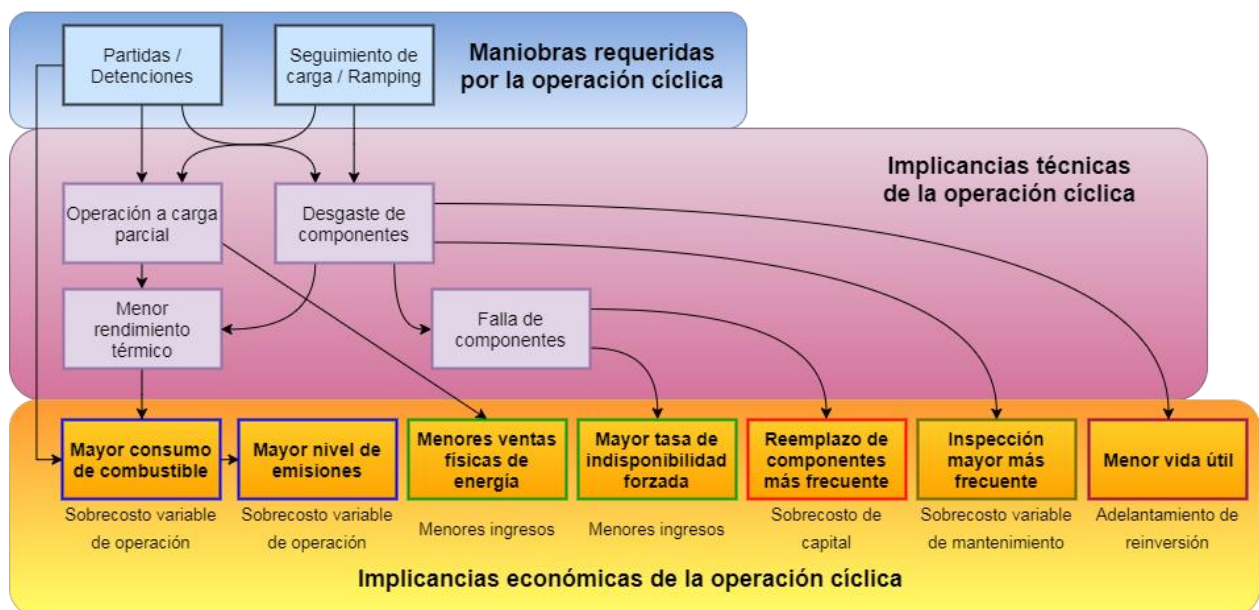


Figura 39: Implicancias técnicas y económicas principales de la operación cíclica de centrales térmicas. Elaboración propia a partir de [15] [21] [22] [23] [24] [25]

(a) Sobrecostos Variables de Operación:

El primer sobrecosto expuesto en la figura anterior, que experimentan los actores en generación térmica debido al aumento del *cycling* de sus instalaciones, corresponde al de mayor consumo de combustible. Un mayor consumo de combustible tiene como consecuencia inmediata un aumento en el costo por emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente, según las distintas regulaciones referentes a impuestos verdes que puedan existir en un mercado. Este aumento en la intensidad de consumo de combustible proviene de dos hechos principales [21] [23] [24].

El primero corresponde directamente al combustible que es necesario consumir en cada encendido de la central previo a la sincronización con el sistema eléctrico, a fin de llevar la temperatura de la caldera a su nivel mínimo de operación. Este consumo crece a medida que la central pasa más tiempo fuera de operación, con lo que el sobrecosto de combustible para una *cold start-up* es considerablemente mayor que para una *hot start-up* [18] [21] [22] [23] [24]. A continuación se ilustra lo anterior:

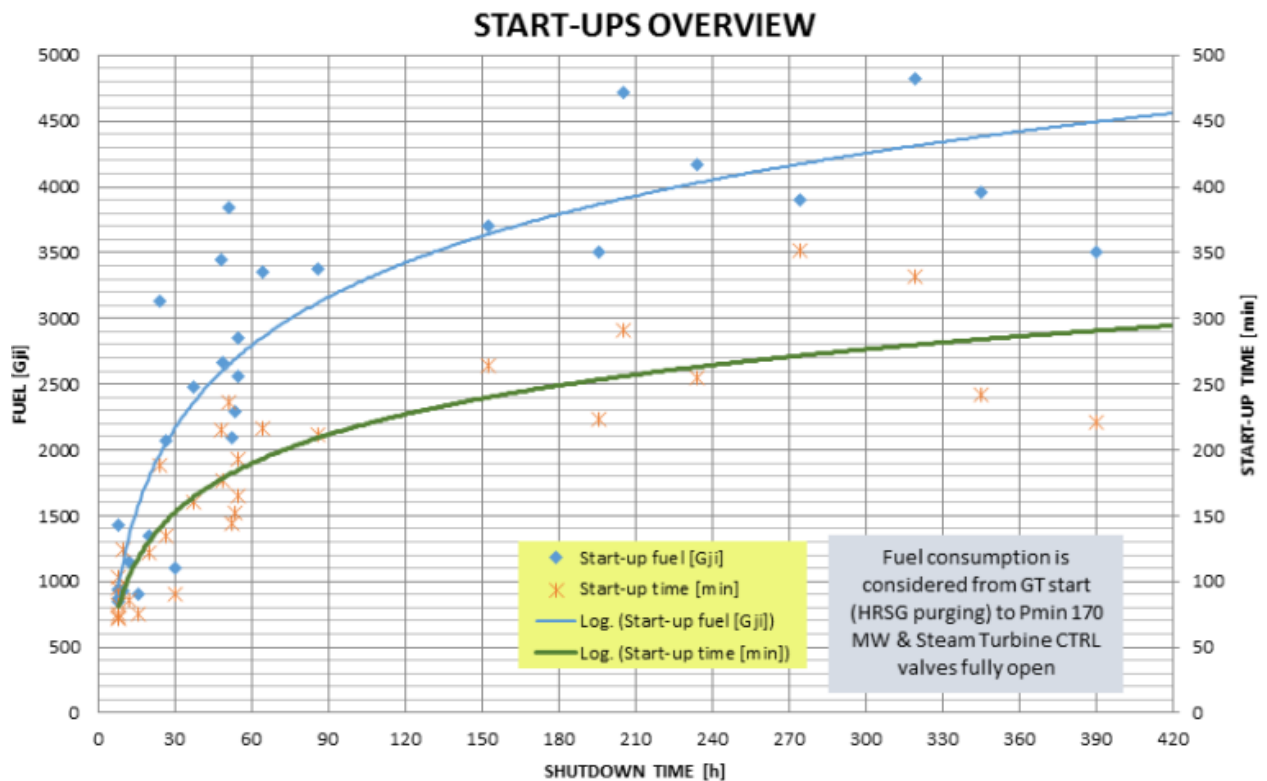


Figura 40: Curvas tendenciales de consumo de combustible y tiempo de encendido para una central TGCC [18]

Cabe destacar que existe otro costo directo asociado a los encendidos de la central, que contempla la potencia eléctrica necesaria para energizar los sistemas auxiliares y otros insumos como químicos, aditivos y agua. Sin embargo, dicho costo es considerablemente menor al de combustible por concepto de encendido, particularmente para el caso de las TG, con lo que no se exponen en la figura 39 [22].

El segundo factor que incide en un mayor consumo de combustible para las centrales durante su operación normal tiene que ver con el menor rendimiento térmico o eficiencia que esta puede experimentar. Como muestra la figura 39, existen dos fenómenos principales que favorecen una pérdida de eficiencia del sistema de generación eléctrica: la operación de la unidad a carga parcial y el desgaste de componentes de la misma, ambos exacerbados por la operación cíclica de las centrales térmicas [15] [21] [23] [24]. A continuación se muestra la caída de eficiencia en función del nivel de carga en que se opera cada tipo de central térmica:

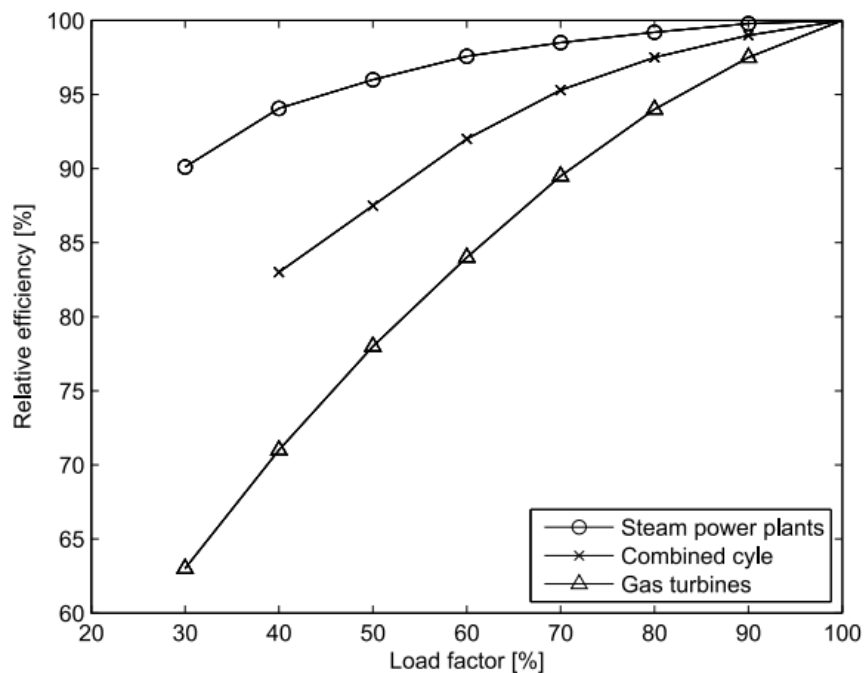


Figura 41: Eficiencia relativa en función del factor de carga para distintos tipos de central térmica [15]

(b) Riesgo a Percibir Menores Ingresos

Otra consecuencia de la operación a carga parcial es que compromete los ingresos de los actores en generación térmica por concepto de ventas físicas de energía al sistema eléctrico. Al exigírseles un mayor nivel de operación cíclica con la integración de la generación renovable

variable, la operación a carga parcial será más frecuente, reduciendo el factor de planta real de las unidades [16]. A continuación se muestra como se correlaciona la reducción de la operación a plena carga de una central con el aumento en su tasa de encendidos, o en otras palabras, como se correlaciona la disminución de ventas físicas con el aumento del *cycling*:

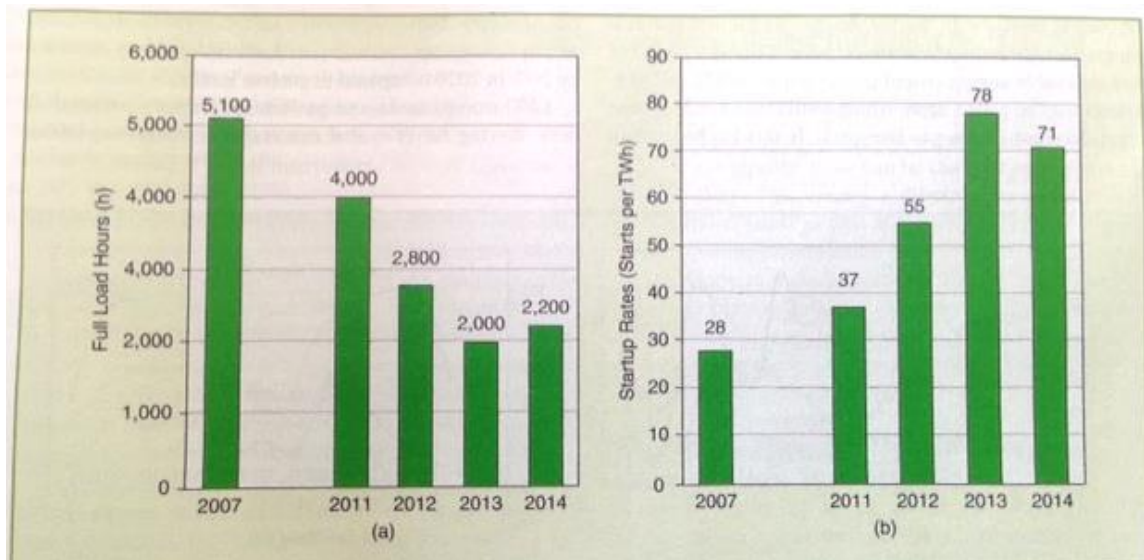


Figura 42: Evolución de las horas de operación a plena carga y tasas de encendido anuales para una misma central TGCC italiana [16]

Dentro de los riesgos a percibir menores ingresos por concepto de ventas de energía producto del aumento de la ciclicidad en la operación de las centrales, también se puede identificar un aumento en la tasa de indisponibilidad forzada que pueda ocurrir producto de fallas más frecuentes en la instalación. Como se mencionó anteriormente y muestra la figura 39, el desgaste de componentes principales de una central térmica se ve favorecido por la operación cíclica de la misma [21] [22] [24].

Este desgaste se debe a los rápidos cambios de presión y temperatura que experimenta la unidad durante los encendidos, apagados y las variaciones de carga o regímenes de *ramping* importantes. Estas maniobras generan estrés térmico y de presión inevitable en los componentes principales de la central, deteriorándolos a través de mecanismos como la erosión, corrosión, fatiga de material y deformación por fluencia lenta [21] [22] [24]. Mientras mayores sean las transiciones entre niveles de temperatura, el daño causado por las maniobras de *cycling* será mayor, como se ilustra a continuación:

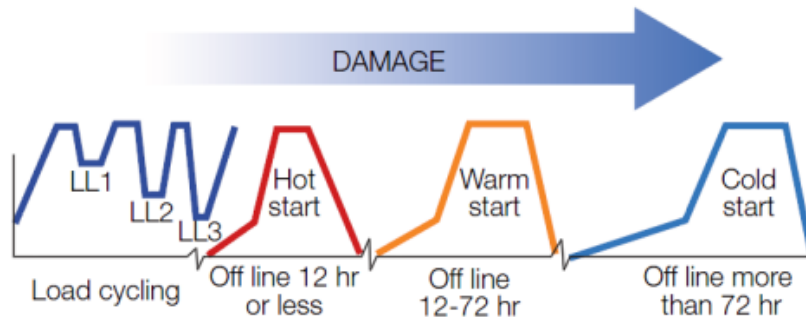


Figura 43: Intensidad del daño a componentes de una central térmica según la magnitud de la variación de temperatura propia de las distintas maniobras de *cycling* [21]

Estos daños y desgastes eventualmente se traducen en fallas de componentes principales o inspección mayor de los mismos, obligando a la central a salir de servicio y aumentando así su tasa de indisponibilidad forzada equivalente o EFOR por sus siglas en inglés. Esto, al igual que la operación a carga parcial, reduce el factor de planta real de una unidad, comprometiendo los ingresos de sus propietarios [21] [22] [24]. A continuación se muestra la correlación entre el *cycling* de una central y su tasa de indisponibilidad forzada equivalente, cuyo desfase disminuye a medida que avanza la vida útil de la instalación:

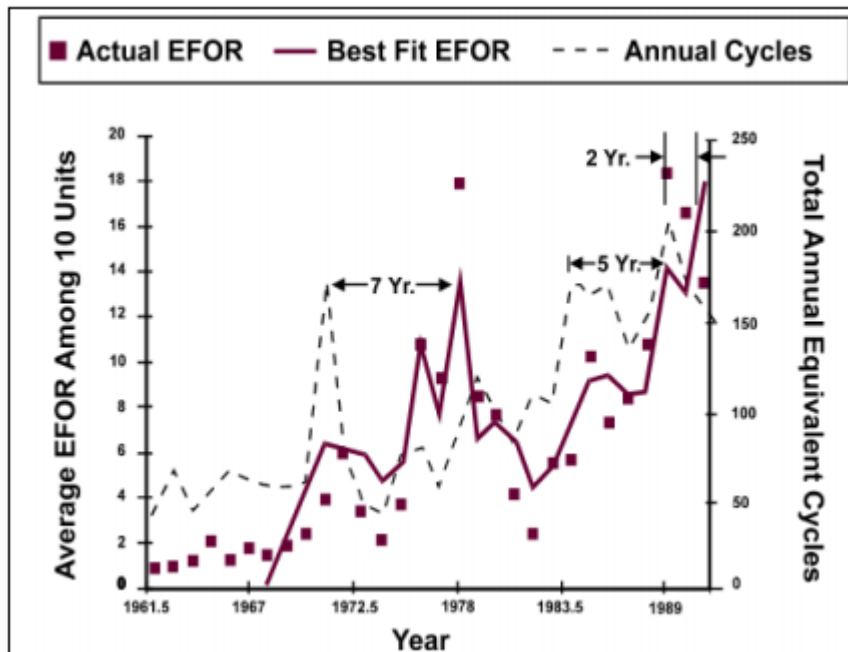


Figura 44: Efecto de la operación cíclica en la tasa de indisponibilidad forzada equivalente [22]

Cabe destacar que este riesgo es mayor para aquellas centrales que no han sido diseñadas para operar en régimen cíclico, sino que para operar como generación de base. Este es el caso de las centrales TV a carbón y TGCC más antiguas, donde varios propietarios han optado por invertir en renovaciones para mitigar este efecto y hacer sus unidades generadoras más aptas para el *cycling* [21]. A continuación se muestran distintas trayectorias que pueden describir las centrales térmicas en cuanto al riesgo de indisponibilidad forzada para distintos escenarios:

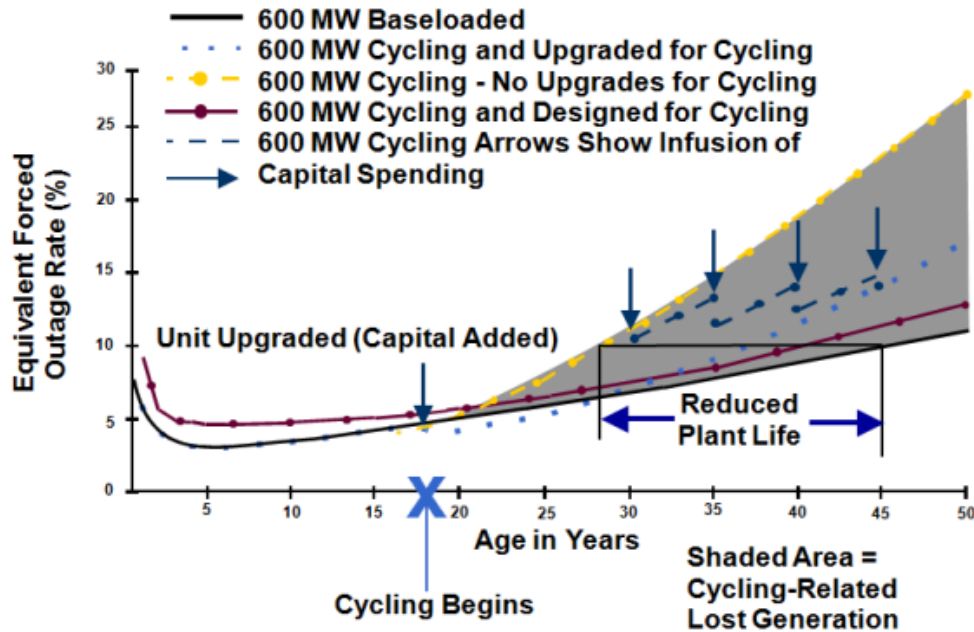


Figura 45: Impacto de la operación cíclica en la tasa de indisponibilidad forzada equivalente para distintos escenarios [21]

(c) Sobrecostos Debidos a Daños

Las fallas de componentes principales se traducen a su vez en sobrecostos de capital, en los que los propietarios de las instalaciones deberán incurrir para adquirir nuevos activos que reemplacen aquellas partes que se retiran de servicio. Este se identifica como el primer sobrecosto debido a daños a raíz de la operación cíclica, como se identifica en la figura 39 [21] [22] [24].

En segundo lugar, se encuentran los sobrecostos variables de mantenimiento, que contienen principalmente el costo de realizar inspecciones de carácter mayor más frecuentemente en las instalaciones de la central. Estas inspecciones mayores o *major overhaul inspections*, corresponden a el hito principal de los contratos de mantenimiento de largo plazo (LTSAs) que

sostienen los propietarios de centrales de generación con los fabricantes o proveedores de equipamiento original (OEMs), cuyo costo puede variar entre los 20 y 60 [MMUSD] [21] [22] [23] [24].

Normalmente, los LTSAs definen la activación de dichas inspecciones mayores a partir de las denominadas curvas MIF (*Maintenance Interval Function*), que imponen una frontera para la combinación entre número de encendidos y horas totales de operación de una central. Pasado esta condición de frontera, los fabricantes proceden a efectuar la inspección mayor, incurriendo en un alto costo de mantenimiento sumado al alto costo de oportunidad de no operar la central al mantenerla fuera de servicio durante la revisión [23]. A continuación se muestran algunas de las opciones para curvas MIF que usan distintos fabricantes para activar las inspecciones mayores:

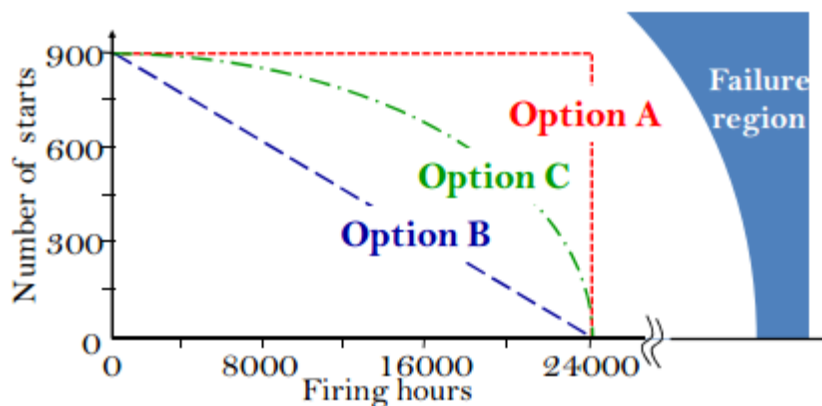


Figura 46: Distintas opciones para curvas MIF según distintos OEMs [23]

De esta forma, es posible ver de la figura anterior que distintos fabricantes emplearán alguna de las distintas opciones dependiendo de como estimen conveniente cuantificar el daño en cierta central. Así, la opción A considera la tasa de encendidos de una central como un factor independiente a las horas totales de operación, mientras que la opción B penaliza los encendidos linealmente en términos de horas de operación. Así, una curva MIF lineal como la ilustrada por la opción B, refleja como la operación en régimen cíclico de centrales térmicas lleva a inspecciones mayores más frecuentes, resultando en mayores costos de mantenimiento variable [23] [25].

Por último, el desgaste de componentes y daños acumulados en las instalaciones se traduce en una menor vida útil en general para la central. Esto implica que los propietarios deberán adelantar la inyección de CAPEX adicional para continuar con la operación de la central debido al creciente régimen de operación cíclica que experimentará la misma [22].

2.3.2. Gestión de la Demanda e Integración de Sistemas Energéticos

Como se mencionó anteriormente, tradicionalmente el problema de la flexibilidad operacional se enfrenta desde el dominio de la generación eléctrica, como respuesta a la variabilidad e incertidumbre proveniente desde el dominio de la demanda, carga o consumo. Sin embargo, en la realidad de los sistemas eléctricos con alta penetración de generación variable, es posible invertir los roles y así buscar maneras de enfrentar el problema de la variabilidad e incertidumbre de dicho tipo de generación desde acciones que se tomen desde la carga.

Estas acciones se enmarcan en lo que se denomina gestión de la demanda o *demand response*, que conforma una de las primeras y principales manifestaciones de la integración de sistemas energéticos o ESI por sus siglas en inglés. ESI conforma una visión de futuro en la que existiría cierto nivel de coordinación entre los distintos sistemas energéticos (eléctrico, térmico, de hidrocarburos, entre otros) y otras redes que involucran infraestructura de gran escala (red sanitaria, de transportes, de telecomunicaciones). Un esquema tal propone avanzar hacia la operación integrada o conjunta de dichos sistemas a fin de proveer la flexibilidad deseada al sistema eléctrico a través del potencial de manejar la oferta y demanda de energía entre distintas formas de energía y redes [16].

La proliferación de la generación distribuida residencial, junto a la creciente electrificación de los sistemas de climatización y el transporte, son factores que favorecen el potencial de aprovechamiento de la demanda como fuente de flexibilidad operacional. De esta forma, proveer señales económicas a los consumidores de energía eléctrica para adaptar sus patrones de consumo a la generación variable se presenta como una opción interesante a futuro [2] [6].

Una de las principales restricciones a vencer para la aplicación de la gestión de la demanda, corresponde al despliegue masivo de medidores eléctricos inteligentes, que son la pieza clave de infraestructura que permitirán a los consumidores residenciales asumir un rol activo en dicho esquema. En Chile se está bastante lejos en este sentido, con miras a pensar en la gestión de la demanda como una fuente considerable de flexibilidad operacional en términos de volumen de potencia. Un indicador de esto corresponden a las proyecciones de generación eléctrica a partir del despliegue de generadores residenciales a futuro:

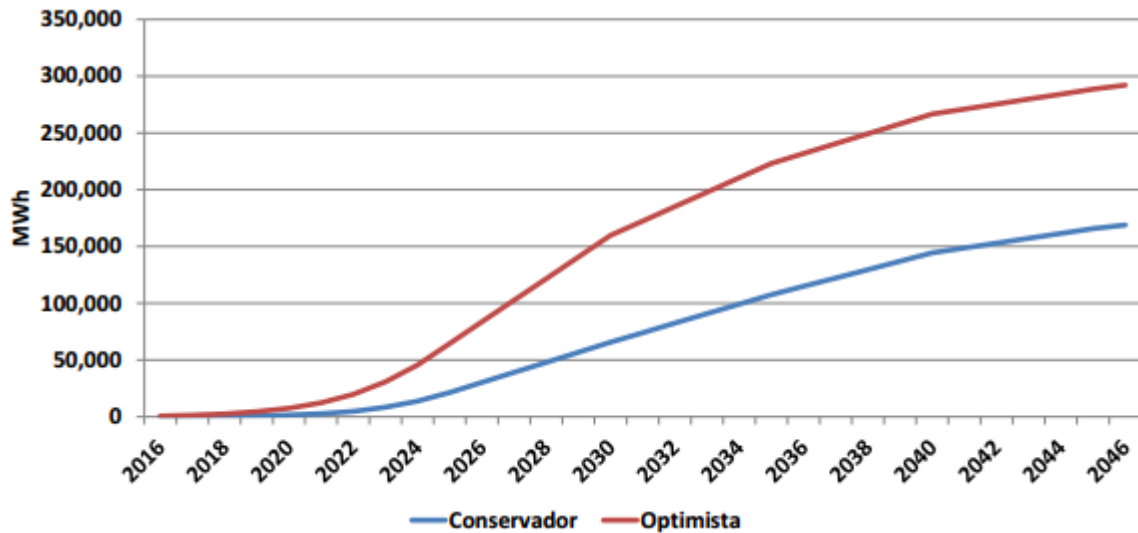


Figura 47: Proyección para la generación de energía eléctrica a partir de generadores distribuidos residenciales en Chile [6]

El nivel máximo proyectado para la generación en 2046 en el escenario optimista mostrado en la figura anterior corresponde a apenas un 0,4% de la generación total de los dos sistemas interconectados nacionales combinados en 2016 [6]. Así, la generación distribuida residencial se proyecta con baja incidencia en términos sistémicos. Siendo este el principal camino hacia la participación activa de un consumidor ante incentivos para la gestión de la demanda, se podría decir que sin interrupciones importantes en este mercado, la participación de la demanda residencial como fuente de flexibilidad operacional se encuentra lejos de jugar un rol considerable. Por otro lado, esquemas de gestión de la demanda para grandes clientes libres como instalaciones mineras, entre otras, pueden resultar prometedores en términos de volumen de flexibilidad que pudieran aportar.

2.3.3. Interconexiones Internacionales

Una tercera fuente de flexibilidad operacional corresponde a las exportaciones e importaciones de energía eléctrica que puedan ocurrir entre dos o más sistemas interconectados que cuenten con enlaces internacionales o interregionales entre ellos. El intercambio internacional de electricidad permite aprovechar complementariedades energéticas entre distintas zonas, regiones o países, junto con proveer estabilidad a los sistemas eléctricos.

De esta forma, un sistema interconectado puede exportar potenciales excesos de generación variable a ciertas horas. Por otro lado, el mismo sistema puede importar generación en momentos en que el recurso renovable se encuentre menos disponible, supliéndolo a un costo que puede ser menor al de despachar unidades térmicas más costosas para proveer aquella flexibilidad. Un esquema tal está bastante desarrollado en Europa, donde existen múltiples enlaces internacionales en operación a la fecha, como se muestra a continuación:

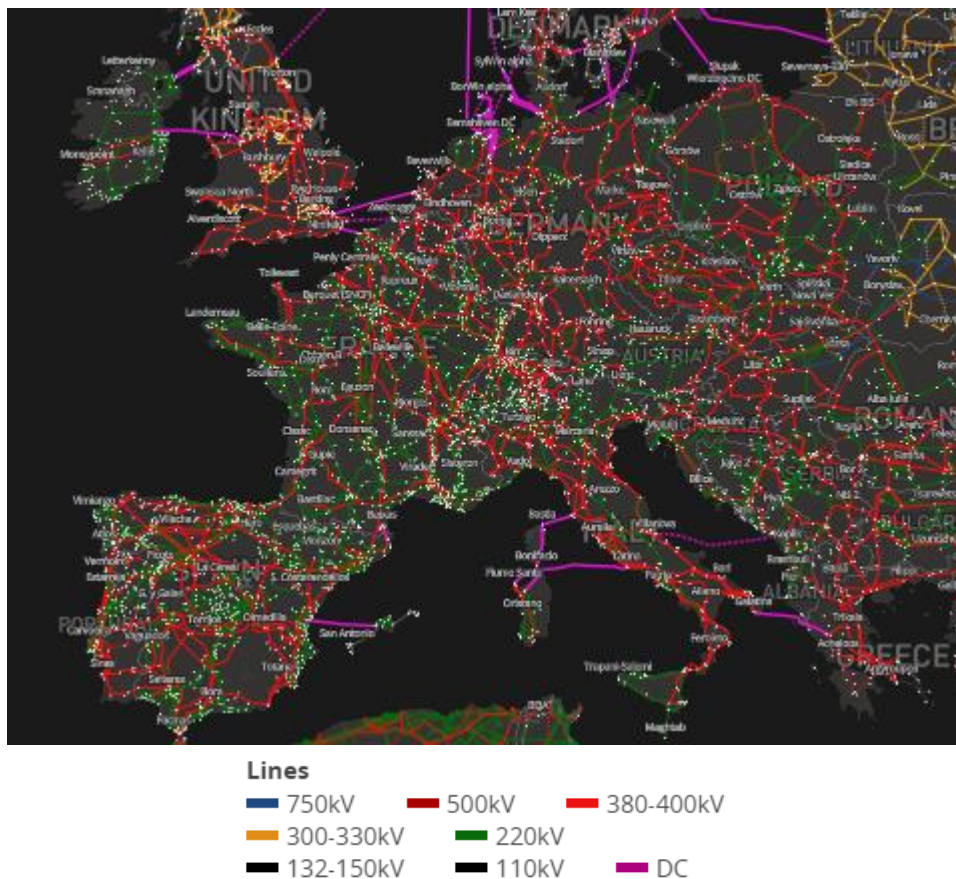


Figura 48: Redes eléctricas interconectadas en Europa [26]

Para el caso de Chile, se destaca una futura interconexión internacional con el sistema interconectado peruano, al existir gran complementariedad hidrológica entre estos países y diferencia en el huso horario. A continuación se muestra una proyección de potenciales enlaces internacionales a desplegarse a futuro en el país:

Barra A	Barra B	Capacidad línea [MW]	Capacidad limitada [MW]	Fecha prevista de entrada
Parinacota	Los Héroes (Perú)	200	50	2023
Kimal	Montalvo (Perú)	1000	100	2028
Andes	Cobos (Argentina)	600	50	Existente
Pan de Azúcar	Nueva San Juan (Argentina)	1000	50	2027
Punta Colorada	(Argentina)	1000	50	2025
Los Almendros	(Argentina)	1000	50	2040

Tabla 3: Enlaces internacionales considerados a futuro en la PELP entre el SEN y los sistemas eléctricos peruano y argentino [6]

De esta forma, las interconexiones internacionales podrían proliferar hacia el largo plazo, convirtiéndose en un camino complementario para proveer la flexibilidad operacional que requerirá el sistema. Sin embargo, en términos de volumen de flexibilidad existe una amplia diferencia entre las posibilidades de redistribución de potencia en una red con el nivel de interconexión de la europea respecto de una futura red interconectada entre Chile y sus países vecinos.

Por otro lado, cabe mencionar que interconexiones de sistemas eléctricos dentro de un mismo país también pueden proveer flexibilidad operacional y seguridad al sistema. Este es el caso de la reciente interconexión SIC-SING para conformar el Sistema Eléctrico Nacional en Chile. Junto con este hito, podrían darse nuevas interconexiones dentro del territorio nacional con otros sistemas eléctricos medianos, como el caso de los Sistemas Medianos de Aysén y Magallanes.

2.3.4. Sistemas de Almacenamiento

La cuarta y última fuente de flexibilidad operacional corresponde a la gestión de energía eléctrica mediante su acumulación en sistemas de almacenamiento para su posterior aprovechamiento. Contar con sistemas tales, que permitan al sistema decidir cuando almacenar y cuando liberar energía en y desde una cierta instalación, comienza a distanciar lentamente a los sistemas eléctricos de su restricción fundamental visitada en 2.1 referente a su imposibilidad de almacenar energía de manera masiva.

Si bien el equilibrio en tiempo real de oferta y demanda es un desafío que siempre deberán enfrentar los sistemas eléctricos debido a la ya discutida variabilidad e incertidumbre existente en los mismos, la posibilidad de gestionar incluso una pequeña parte de la potencia que por él se transmite puede significar un gran alivio para su operación.

(1) Principales Tecnologías

Existen una serie de tecnologías de almacenamiento, que se pueden clasificar según la forma en que guardan la misma, de las que se pueden distinguir [27]:

- Almacenamiento en energía eléctrica.
- Almacenamiento en energía térmica.
- Almacenamiento en energía mecánica (potencial y cinética).
- Almacenamiento en energía química.

Dos tecnologías interesantes a visitar en el contexto de sistemas de almacenamiento como recursos de flexibilidad operacional, pertenecen a las últimas dos familias anteriores.

(a) Centrales Hidroeléctricas de Bombeo

Al igual que en una central hidroeléctrica de embalse, en una central hidroeléctrica de bombeo la energía se almacena en forma de energía potencial al contar con un volumen de agua a un nivel de elevación considerable respecto de la elevación de la turbina que tracciona al generador. De esta forma, es posible liberar la energía abriendo las válvulas para turbinar el agua almacenada, fluyendo esta hacia un reservorio ubicado a una elevación menor [27].

A diferencia de las centrales de embalse convencionales, esta instalación cuenta con la posibilidad de bombear el agua turbinada desde el reservorio inferior hacia el de mayor elevación, almacenando así energía en forma de agua en altura nuevamente, consumiendo energía eléctrica de la red en el proceso. De esta forma, una central hidroeléctrica de bombeo tiene la capacidad de comportarse como un consumo o bien un generador en el sistema eléctrico, según se estime conveniente. La eficiencia de conversión de una central hidroeléctrica de bombeo desde el punto de vista del sistema eléctrico varía entre aproximadamente un 65% y un 80%, dependiendo de los equipos que se utilicen [27]. A continuación se muestra un esquema del funcionamiento de este sistema de almacenamiento:

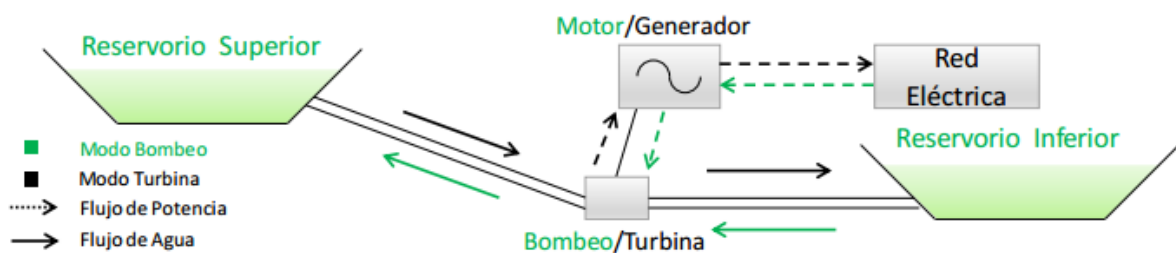


Figura 49: Esquema de funcionamiento de una central hidroeléctrica de bombeo [11]

(b) BESS

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías o BESS por sus siglas en inglés son capaces de almacenar energía en forma de energía química contenida en las sustancias activas que contienen en su interior, mediante el suministro de energía eléctrica en forma de corriente continua. Al ser acumuladores reversibles, son capaces de describir el proceso inverso, liberando su energía química en forma de energía eléctrica como corriente continua [27]. A continuación se muestra un esquema que ilustra la integración de un sistema BESS en un sistema eléctrico:

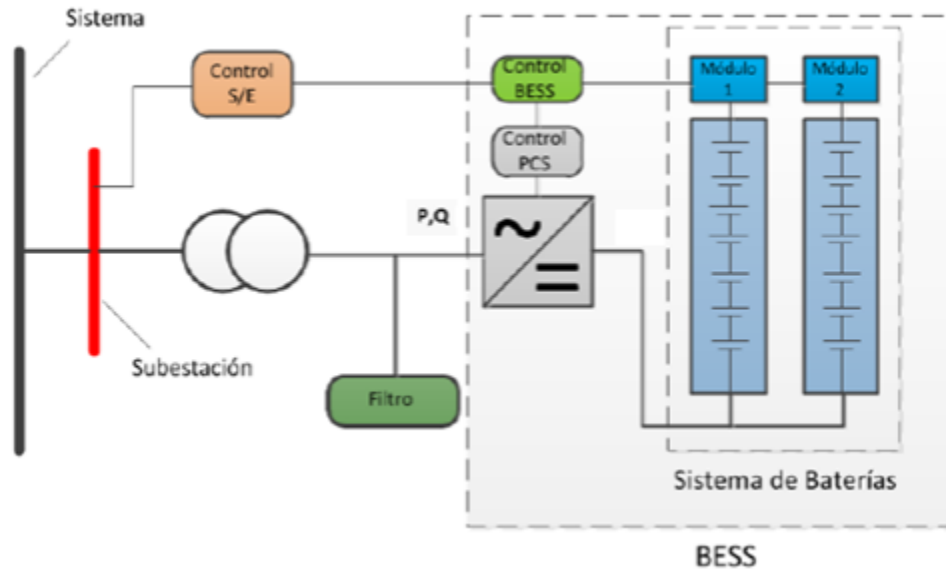


Figura 50: Esquema de conexión genérico para un BESS en un sistema eléctrico [27]

(2) Aplicaciones para Brindar Flexibilidad

Existen distintas formas de aplicar la gestión de potencia eléctrica mediante sistemas de almacenamiento, algunas más adecuadas para instalaciones de gran tamaño como las centrales hidroeléctricas de bombeo (capacidad instalada típicamente del orden de los cientos de [MW]) y otras más idóneas para los BESS (capacidad instalada típicamente del orden de unos cuantos [MW]) [27].

(a) Reserva

Una primera aplicación de un sistema de almacenamiento en generación consiste en servir como recurso de reserva para apoyar en la regulación de frecuencia, ya sea primaria o secundaria. De esta forma, el principio básico de funcionamiento consiste en la absorción de potencia o carga del sistema de almacenamiento cuando exista un incremento de frecuencia y la liberación de potencia o descarga del mismo cuando exista una caída de frecuencia. Equipos como los BESS poseen la capacidad de responder muy rápido efectuando estas maniobras, con lo que serían ideales para regulación primaria de frecuencia [27].

Un esquema tal podría llevarse a cabo instalando sistemas de almacenamiento en nodos estratégicos de la red de transmisión, o bien incorporando dichos sistemas a centrales de

generación despachables. Así, los sistemas de almacenamiento serían capaces de reemplazar el requerimiento por reserva en giro que los operadores del sistema eléctrico exigen a estas centrales para fines de regulación de frecuencia. A la fecha, este esquema se ha implementado en las centrales térmicas Norgener y Angamos del SING a través de la instalación de equipos BESS de 12 [MW] y 20 [MW] respectivamente [27].

Para el caso de centrales de generación variable, los sistemas de almacenamiento podrían brindarle la posibilidad de participar de la regulación de frecuencia a estas instalaciones sin tener que incurrir en el vertimiento del recurso primario para el caso de regulación en el rango de sobrefrecuencias. Además, permitirían a estas centrales participar de la regulación de frecuencias en el rango de subfrecuencias [27].

(b) Arbitraje de Energía

Los precios o costos marginales de la energía varían a lo largo del día, siendo mayores en los momentos de alta demanda y menores en aquellos de baja demanda. De esta forma, un propietario de un sistema de almacenamiento puede gestionar la compra y venta de energía en distintos momentos del día a fin de generar ingresos. A esto se le conoce como arbitraje de energía y consiste en comprar energía (cargar su sistema de almacenamiento) en momentos de bajos precios, para luego vender energía (descargar su sistema de almacenamiento) en momentos de altos precios [27].

La consecuencia sistémica de la proliferación de esta práctica, sería el aplanamiento de la curva de demanda neta diaria para un sistema eléctrico, disminuyendo así el requerimiento por flexibilidad operacional, como se muestra a continuación:

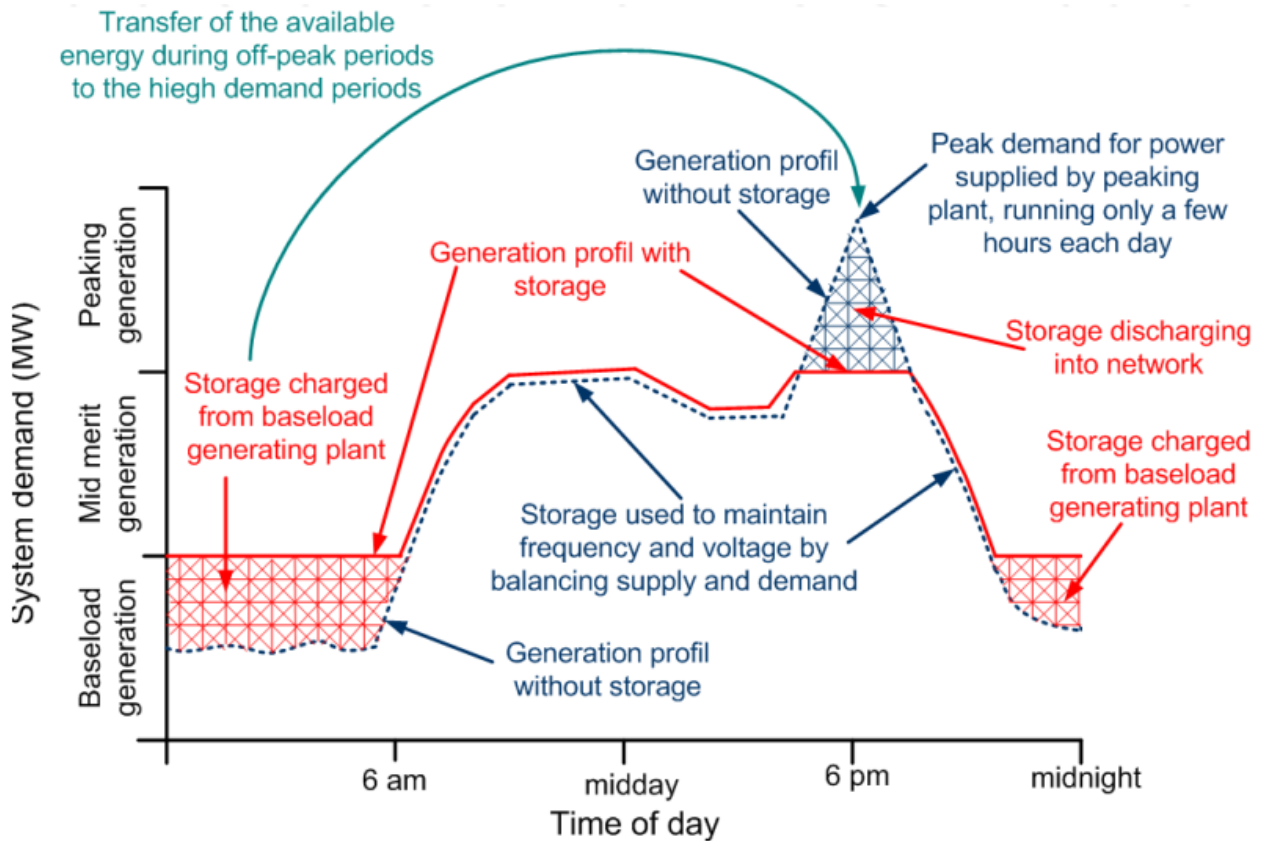


Figura 51: Efecto del arbitraje de energía en la curva de demanda neta diaria [28]

(c) Descongestión de Líneas de Transmisión

El despliegue de sistemas de almacenamiento en los extremos de las líneas de transmisión pueden prevenir la congestión de las mismas, evitando así que se desacoplen los precios de nudo. Esto se logra al descargar la energía del sistema de almacenamiento en momentos cuando la línea de transmisión se encuentra cerca de su límite de capacidad debido a, por ejemplo, un momento de alta demanda. De esta forma, aquella alta demanda es suplida tanto por el flujo a través de la línea, como por la potencia que entrega el sistema de almacenamiento en aquella barra de consumo. Análogamente, en momentos cuando la línea se encuentre descongestionada, se procede a cargar el sistema de almacenamiento. De esta forma, el despliegue de sistemas de almacenamiento localizados en puntos estratégicos de la red de transmisión es capaz de aplazar las inversiones que fueran necesarias para la expansión de dicha red por motivos de congestión recurrente [27] [49].

Un sistema de almacenamiento desplegado en una barra de generación es capaz también de evitar el vertimiento de potencia generada por una cierta central. En ocasiones las líneas que unen a los parques eólicos con el sistema de transmisión troncal se dimensionan para una

capacidad de transmisión menor a la potencia máxima de la central por razones económicas, obligando al vertimiento de potencia en algunas horas. De esta forma, cuando la generación de la central supera el límite de transmisión de la línea que la une al sistema eléctrico, aquel exceso de potencia se utiliza para cargar el sistema de almacenamiento. Luego, cuando la generación de la central se ubica por debajo del límite de transmisión, se procede a descargar el sistema de almacenamiento para un aprovechamiento completo de dicha infraestructura de transmisión [27] [49]. A continuación se ilustra lo anterior para un parque eólico:

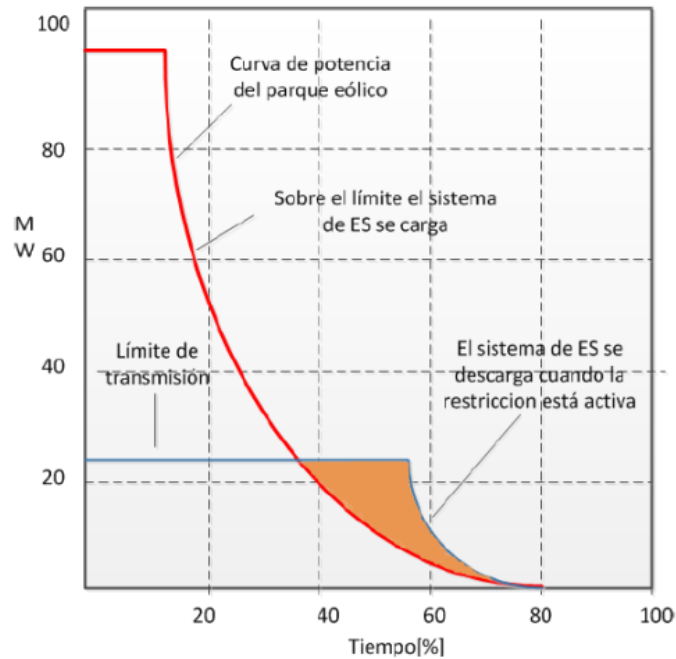


Figura 52: Redistribución de potencia en un parque eólico con restricción de transmisión mediante un sistema de almacenamiento [27]

2.4. Servicios Complementarios

Los servicios complementarios (SS.CC.) corresponden a aquellos productos transados en un mercado eléctrico con el fin de asegurar el balance entre oferta (generación) y demanda (consumo) en tiempo real, entre otras condiciones técnicas que ayudan a mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico [29] [30] [31].

Así, el diseño de los mercados de servicios complementarios resulta clave para estudiar la remuneración de la flexibilidad operacional que pueden prestar los distintos actores en un sistema eléctrico. Así, las tendencias en distintos mecanismos de remuneración e incentivos económicos cobran gran importancia ante el desafío de creciente requerimiento por recursos de flexibilidad operacional producto del aumento en la penetración de generación variable.

2.4.1. Regulación Nacional

En Chile la provisión de servicios complementarios es de carácter obligatoria y es coordinada por el CEN de manera centralizada, quien instruye a los propietarios de las instalaciones coordinadas a habilitar ciertos recursos que se estimen necesarios para el sistema, de acuerdo a las facultades que le otorga la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4) y el Reglamento de Servicios Complementarios (DS-130). De esta forma, el Coordinador evalúa los requerimientos por SS.CC. de los sistemas interconectados nacionales en función de lo establecido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), junto con identificar los recursos disponibles en el sistema por parte de generadores, transmisores, distribuidores, clientes libres, entre otros actores para brindar dichos servicios [32] [33] [34].

Dicha evaluación se realiza de manera anual y es publicada por el CEN en el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC) de acuerdo a lo establecido por el DS-130. Así, se busca que el Coordinador Eléctrico Nacional responda a los cambios tecnológicos, topológicos y conductuales que puedan experimentar los sistemas eléctricos nacionales, definiendo nuevos servicios complementarios o redefiniendo los existentes conforme las necesidades del sistema van evolucionando [35].

La remuneración por la provisión de SS.CC. se realiza según lo estipulado en el DS-130, que le otorga la responsabilidad a la Dirección de Planificación del CEN a determinar una remuneración al proveedor del recurso a partir de estudios de costos que buscan valorizar la AVI y el COMA en que él incurre por prestar dicho servicio. Esta AVI considera la vida útil de cada tipo de instalación y contempla una tasa de descuento del 10% de acuerdo a lo indicado por la regulación. De esta forma, la provisión obligatoria y la remuneración basada en estudios de

costos de los SS.CC. hacen que estos no conformen parte del negocio principal de las empresas de generación [18] [32] [33].

A continuación se incluyen los SS.CC. que se encuentran definidos a la fecha por el CEN para los sistemas eléctricos nacionales [35]:

- **Control de Frecuencia:**
 - Control Primario de Frecuencia (CPF)
 - Control Secundario de Frecuencia (CSF)

- **Control de Tensión:**
 - Unidades generadoras síncronas
 - Parques eólicos y fotovoltaicos
 - Elementos de compensación reactiva

- **Desconexión de Carga:**
 - EDAC por Subfrecuencia
 - EDAC por Subtensión
 - EDAC por Desenganche Directo
 - Desconexión Manual de Carga (DMC)

- **Plan de Recuperación de Servicio (PRS):**
 - Partida Autónoma
 - Aislamiento Rápido
 - Equipamiento de Vinculación
 - Plan de Defensa contra Contingencias Extremas (PDCE)

De estos cuatro SS.CC. principales que identifica el Coordinador, se destaca el servicio de control de frecuencia, dado que es bajo esta denominación que se provee la mayor parte de la flexibilidad operacional con la que cuentan los sistemas eléctricos nacionales a la fecha. A continuación se citan las definiciones de dicho servicio de acuerdo al Coordinador Eléctrico Nacional:

- **Control de Frecuencia:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema interconectado [35].
 - **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Acción de control ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y por

los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su nivel de producción, con el objetivo de corregir las desviaciones instantáneas de frecuencia mediante el equilibrio entre generación y demanda en un tiempo acotado [35].

- **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF, manteniendo la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, realizándose en el orden de varios segundos a pocos minutos, no excediendo los 15 minutos [35].

2.4.2. Regulación Internacional

A continuación se visitan distintas denominaciones y mecánicas que emplean algunos mercados eléctricos alrededor del mundo para la comercialización de servicios complementarios, poniendo el foco en aquellos SS.CC. de mayor relevancia para el sistema eléctrico en términos de flexibilidad operacional.

(1) Australia

El operador de mercado australiano AEMO define 8 productos distintos para la regulación o control de frecuencia, los que se transan a su vez en 8 mercados distintos mediante un mecanismo de subastas bajo el diseño de mercado de tipo *power exchange* o bolsa de energía. A continuación se muestran las denominaciones utilizadas en este mercado para los servicios complementarios de control de frecuencia [36]:

- **Regulación:**
 - **Alza en regulación:** corrección ante una caída menor en frecuencia.
 - **Caída en regulación:** corrección ante un alza menor en frecuencia.
- **Contingencia:**
 - **Alza rápida:** respuesta de hasta 6 segundos para frenar una caída mayor en frecuencia debido a una contingencia.
 - **Caída rápida:** respuesta de hasta 6 segundos para frenar un alza mayor en frecuencia debido a una contingencia.

- **Alza lenta:** respuesta de hasta 60 segundos para estabilizar la frecuencia ante una caída mayor en frecuencia.
- **Caída lenta:** respuesta de hasta 60 segundos para estabilizar la frecuencia ante un alza mayor en frecuencia.
- **Alza retardada:** respuesta de hasta 5 minutos para recuperar la frecuencia a su banda normal de operación ante una caída mayor en frecuencia.
- **Caída retardada:** respuesta de hasta 5 minutos para recuperar la frecuencia a su banda normal de operación ante un alza mayor en frecuencia.

De las denominaciones anteriores es posible observar que los servicios se diferencian en intensidad de reserva o potencia a modificar, dirección (hacia arriba o hacia abajo), y en el tiempo de respuesta de su despliegue. De esta forma, se podrían identificar los primeros 4 servicios como control primario de frecuencia (CPF), siguiendo la nomenclatura de la regulación chilena, y los siguientes 2 como control secundario de frecuencia (CSF). Los servicios retardados se asimilan al control terciario de frecuencia, concepto que si bien se aplica en los sistemas eléctricos nacionales, no conforma un servicio complementario sino que es simplemente parte de las operaciones de despacho del CEN [18].

Para ofrecer cada uno de estos servicios, aquellos propietarios de instalaciones habilitadas técnicamente para prestarlo generan una oferta indicando una cierta cantidad de [MW] que están dispuestos a agregar o quitar del sistema en una cierta escala temporal, previo registro en el sistema centralizado de gestión de mercado de AEMO. En él, con todas las ofertas realizadas por los distintos actores habilitados para prestar servicios de control de frecuencia, estas se ordenan por orden de mérito según el precio ofertado para la prestación de los mismos. Por otro lado, AEMO determina la magnitud del requerimiento por cada servicio para los distintos intervalos del despacho diario, para así fijar el precio de mercado del servicio siguiendo el orden de mérito de las ofertas, de manera similar a la operación de un mercado spot [36]. A continuación se ilustra esta determinación del precio de mercado o *clearing price* para cada servicio:

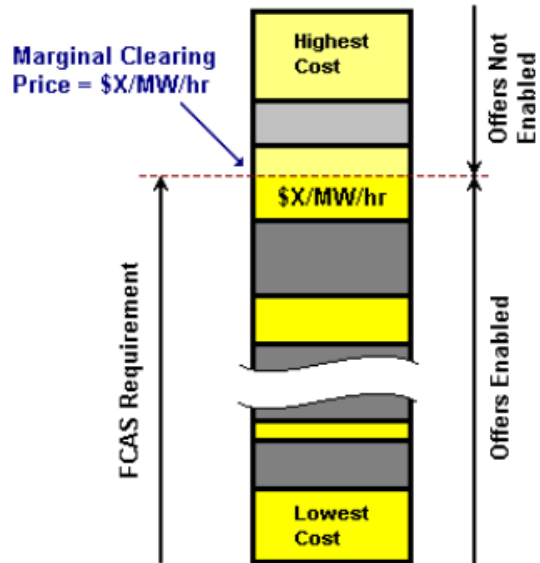


Figura 53: Determinación del precio de mercado de servicios complementarios siguiendo la teoría marginalista [36]

Bajo esta metodología marginalista, quienes adjudican la prestación de cada servicio complementario reciben sus pagos a precio de mercado de parte del operador de mercado, el que a su vez recupera dichos pagos cobrando a consumidores finales y generadores, dependiendo del servicio y del caso [36]. A continuación se muestran las reglas para la recuperación de pagos en el mercado de servicios complementarios de control de frecuencia australiano:

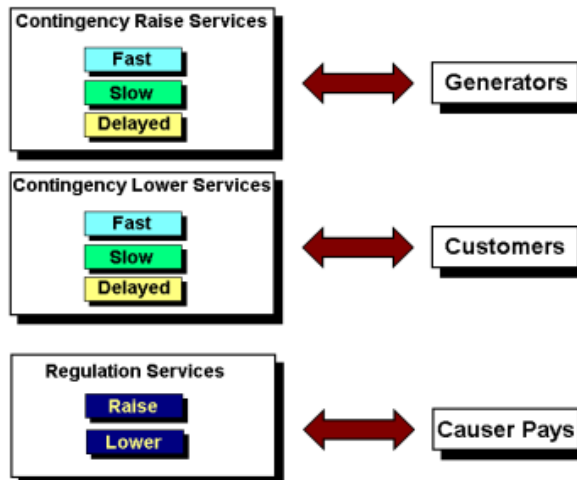


Figura 54: Reglas para la recuperación de pagos por prestación de servicios complementarios de control de frecuencia [36]

De esta forma, como los requerimientos para alzas de frecuencia de contingencia se dimensionan para responder a la pérdida del mayor generador del sistema, los pagos por estos servicios se recuperan de estos mismos actores. Por otro lado, los requerimientos para caídas de frecuencia de contingencia se dimensionan para responder a la pérdida de la mayor carga o elemento del sistema de transmisión del sistema, con lo que los pagos por estos se recuperan de los consumidores finales. Para los servicios de control primario de frecuencia, AEMO aplica una metodología “*causer pays*”, la que a través de mediciones del sistema SCADA en generadores y cargas determinan que fracción de los pagos deben ser recuperadas de generadores o consumidores [36].

(2) EE.UU.

En los sistemas de California y PJM (que agrupa varios estados de la costa este de los EE.UU.) se definen 4 servicios complementarios para el control de frecuencia [37] [38]:

- **Alza en regulación o regulación hacia arriba:** corrección de corto plazo ante una caída en frecuencia.
- **Caída en regulación o regulación hacia abajo:** corrección de corto plazo ante un alza en frecuencia.
- **Reserva sincronizada o en giro:** disponibilidad inmediata para entregar o absorber potencia de la red ante una contingencia.
- **Reserva no sincronizada o estática:** disponibilidad de respuesta pronta para entregar o absorber potencia de la red ante una contingencia.

Al igual que en el caso australiano, es posible notar que estos sistemas norteamericanos distinguen entre el control de frecuencia instantáneo en operación normal y a un control de mayor magnitud y de mayor tiempo de respuesta para casos de contingencias. En este caso, sin embargo, se definen los servicios con menor resolución que en el caso de AEMO, reduciendo a la mitad el número de productos que se intercambian en estos mercados.

El mecanismo de intercambio es similar al del caso australiano, existiendo un esquema de subastas en las bolsas de energía asociadas a cada uno de estos sistemas estadounidenses. De los precios de mercado que se despejan, se realiza un pago por capacidad a cada uno de los adjudicatarios. Para el caso de los servicios complementarios de regulación hacia arriba y abajo, los operadores de mercado CAISO y PJM remuneran los recursos según su desempeño, agregando una bonificación económica por rapidez y exactitud de respuesta de los mismos, sumado al pago por capacidad ya mencionado [37] [38].

(3) Reino Unido

En el sistema eléctrico del Reino Unido, denominado National Grid, existen un total de 20 SS.CC. agrupados en 4 familias, de las cuales la primera corresponde a servicios de balance de energía como se muestra a continuación [39]:

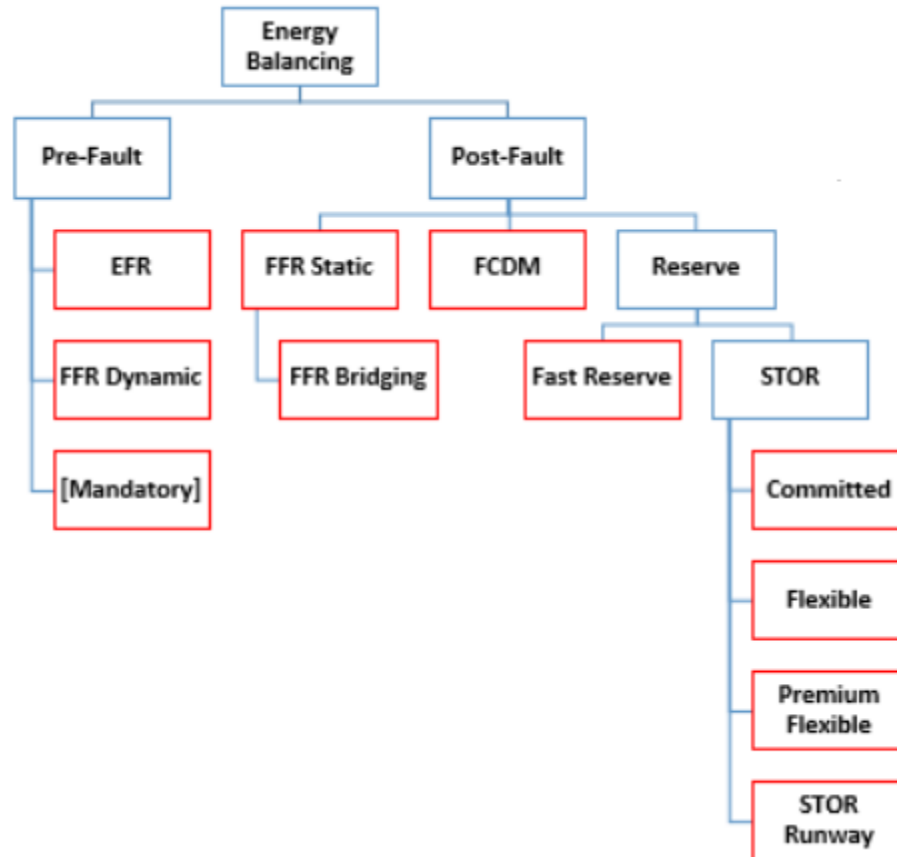


Figura 55: Servicios complementarios de balance de energía existentes en el National Grid [39]

Al igual que en los países anteriores, es posible ver una clasificación entre el control primario o instantáneo de frecuencia y el secundario o de contingencias, lo que para el caso del National Grid se denomina “Pre-Fault” y “Post-Fault”, indicando la diferencia en constantes de tiempo de operación de los servicios. La gran diversificación de SS.CC. en este caso se debe a la necesidad de emplear distintos componentes de remuneración según el tipo de recurso de flexibilidad, junto a la entrada de nuevas tendencias en la provisión de los mismos. Este último es el caso de los servicios de “Enhanced Frequency Response” (EFR) y “Frequency Control by Demand Management” (FCDM), diseñados para la incorporación de sistemas de almacenamiento y esquemas de gestión de la demanda respectivamente [30].

Los pagos por la provisión de estos SS.CC. se realiza a través de contratos que fijan distintos componentes de remuneración en períodos mínimos de un mes, con lo que este mecanismo de precios dista bastante de la lógica marginalista en tiempo real que se lleva a cabo en aquellos mercados de tipo power exchange como lo son AEMO, CAISO y PJM. En este sentido, la regulación referente a servicios complementarios del National Grid se asimila más a la chilena, excepto porque en este caso cualquier propietario de un recurso habilitado para prestar cierto SS.CC. puede postular a brindarlo, mientras que en Chile es el Coordinador quien instruye a los propietarios de ciertas instalaciones a proveerlo [30] [39].

3. Metodología

A fin de desarrollar los objetivos del trabajo, se propone la siguiente metodología general:

1. A partir del Informe Preliminar Corregido del proceso de PELP ([6]), del Estudio de Modelación e Largo y Corto Plazo asociado a él ([41]) y de la información recopilada del Sistema de Información Pública del CEN ([42]) se definen las centrales térmicas nacionales a estudiar y los casos de estudio a desarrollar a partir de los perfiles de generación horarios obtenidos. Se estudia la operación de las centrales para los años 2016 (datos históricos a partir de [42]), 2030 y 2035 (datos sintéticos a partir de [41]).
2. En base a los supuestos establecidos en el Estudio de Costos de Ciclaje de Centrales de NREL ([22]) se analizan los perfiles de generación obtenidos mediante funciones programadas en el software MATLAB, la cual clasifica y cuantifica las maniobras de operación cíclica de las centrales de estudio.
3. Haciendo uso del mismo estudio [22] se traduce la cuantificación del *cycling* de cada central a valor económico, separado en tres componentes de sobrecostos debido al *cycling*: de capital y mantenimiento, por consumo adicional de combustible y riesgo de pérdida de ingresos por concepto de mayor indisponibilidad forzada (EFOR). Para evaluar aquellos costos o riesgos a futuro, se utilizan las proyecciones PELP contenidas en [6].
4. Con los sobrecostos atribuibles a la operación en régimen cíclico reunidos para los tres niveles de penetración de generación variable (2016, 2030 y 2035), se desarrollan los casos de estudio y se analizan sus resultados.

A continuación se visualizan los puntos 2 al 5 anteriores en forma de diagrama de procesos:

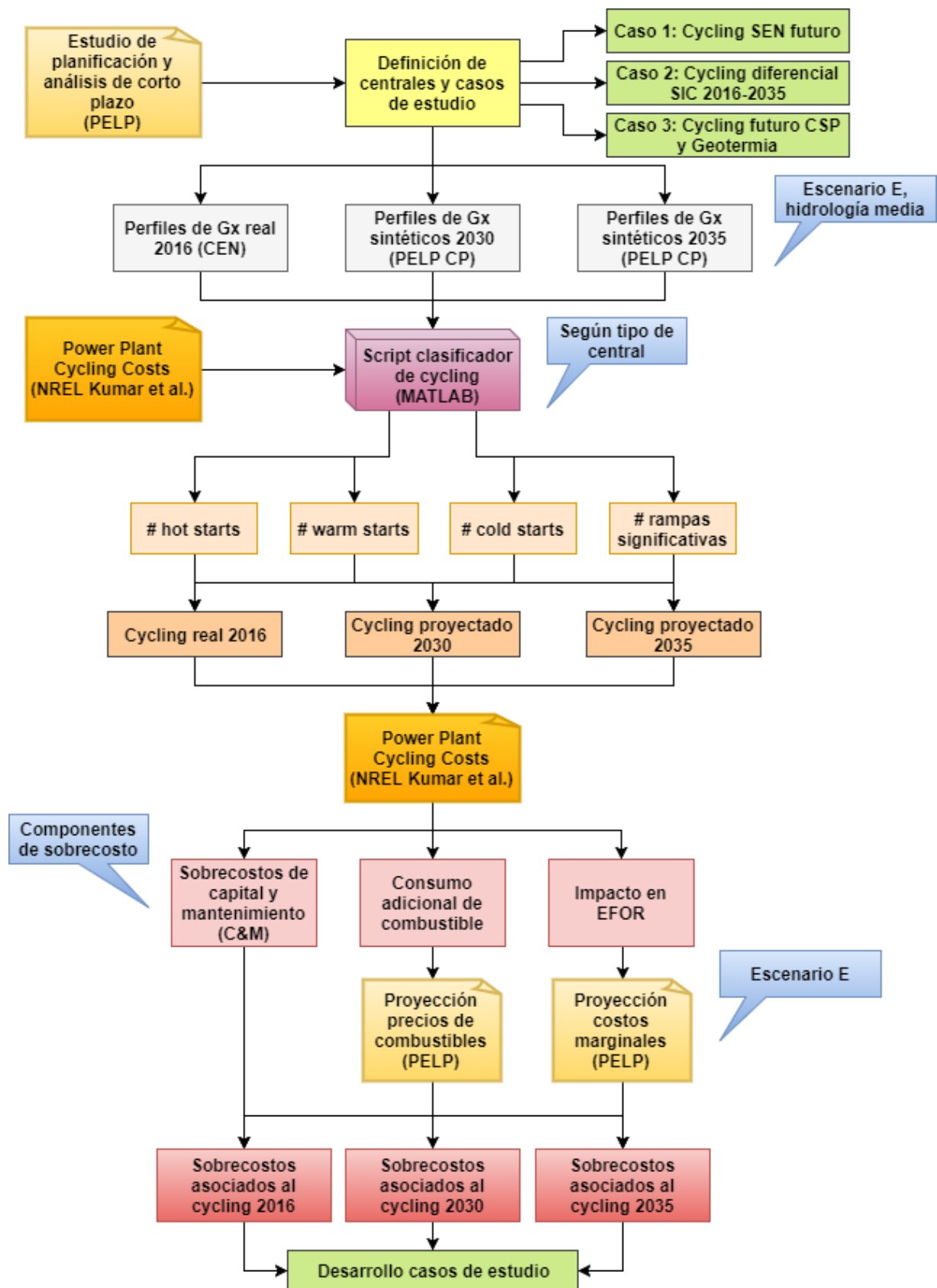


Figura 56: Metodología para la valorización del *cycling* en el SEN ante distintos niveles de penetración de generación variable. Elaboración propia a partir de [6] [22] [41] [42]

3.1. Información de Operación Histórica del SEN:

Para la situación actual o base, se obtuvieron los perfiles de generación horarios reales o históricos para el año 2016 desde el Sistema de Información Público del CEN ([42]). Estos perfiles sólo se obtuvieron para el subconjunto de las centrales de estudio pertenecientes al SIC, a ser detalladas más adelante. Lo anterior se debió a la dificultad de descargar la información de generación real horaria y por central desde la plataforma contenida en [42] para el SING de manera ágil para luego procesarlos. A continuación se muestran algunos perfiles de generación horaria reales obtenidos de [42]:

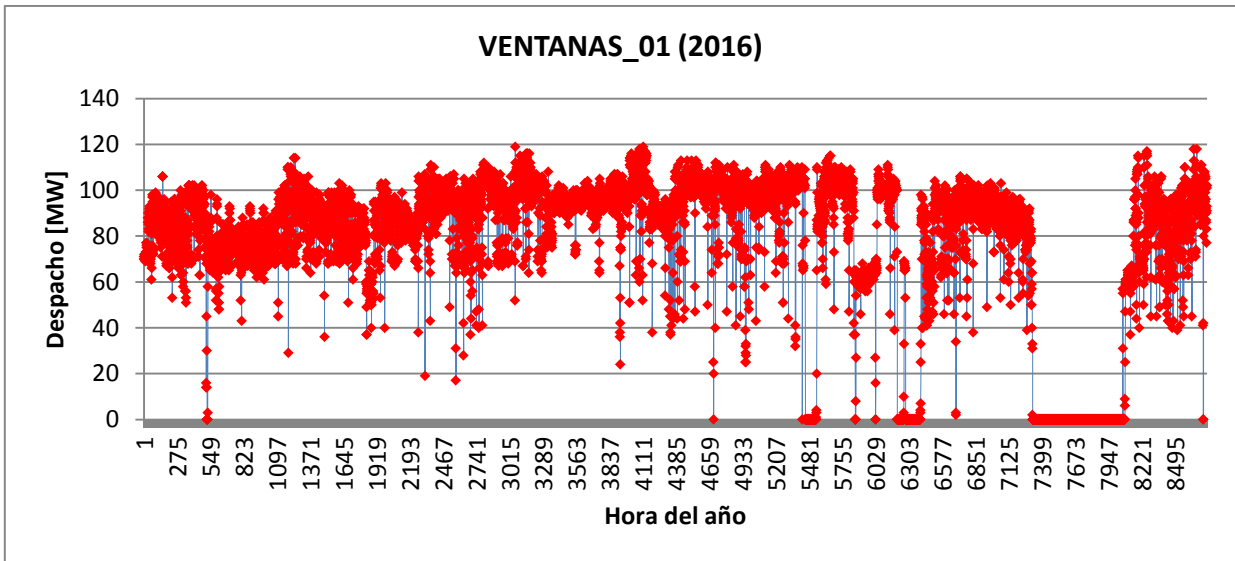


Figura 57: Perfil de generación horario real de la central TV a carbón “VENTANAS_01” para el año 2016. Elaboración propia a partir de [42]

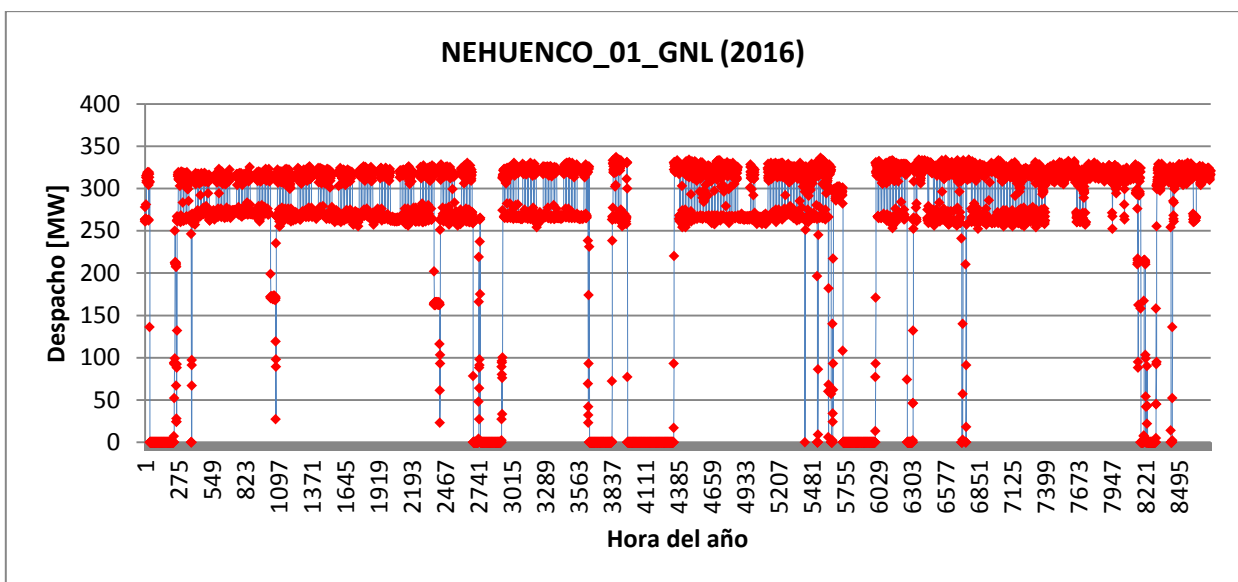


Figura 58: Perfil de generación horario real de la central TGCC “NEHUENCO_01_GNL” para el año 2016. Elaboración propia a partir de [42]

3.2. Estudios de Planificación y Análisis de CP del Proceso de PELP

Como se mencionó en 2.2.3, se utilizó el Escenario E modelado en los estudios de planificación y análisis de corto plazo del proceso de PELP ([6], [41]) como contexto prospectivo energético del presente trabajo. Esto al ser dicho escenario el más representativo desde el punto de vista del autor de un esfuerzo considerable por la descarbonización a futuro del sector energético del país, lo que resulta en altos niveles de penetración de generación renovable variable a largo plazo. A continuación se revisan dichos niveles de penetración para la situación actual y los dos horizontes temporales de estudio:

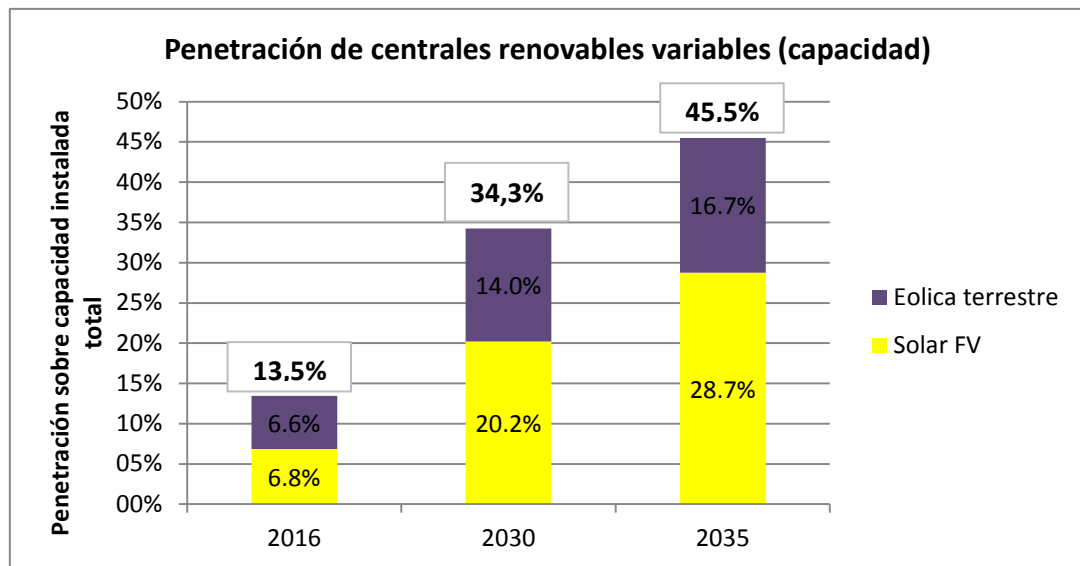


Figura 59: Evolución de la penetración de generación variable a largo plazo con respecto a la capacidad instalada total. Elaboración propia a partir de [6] (escenario E)

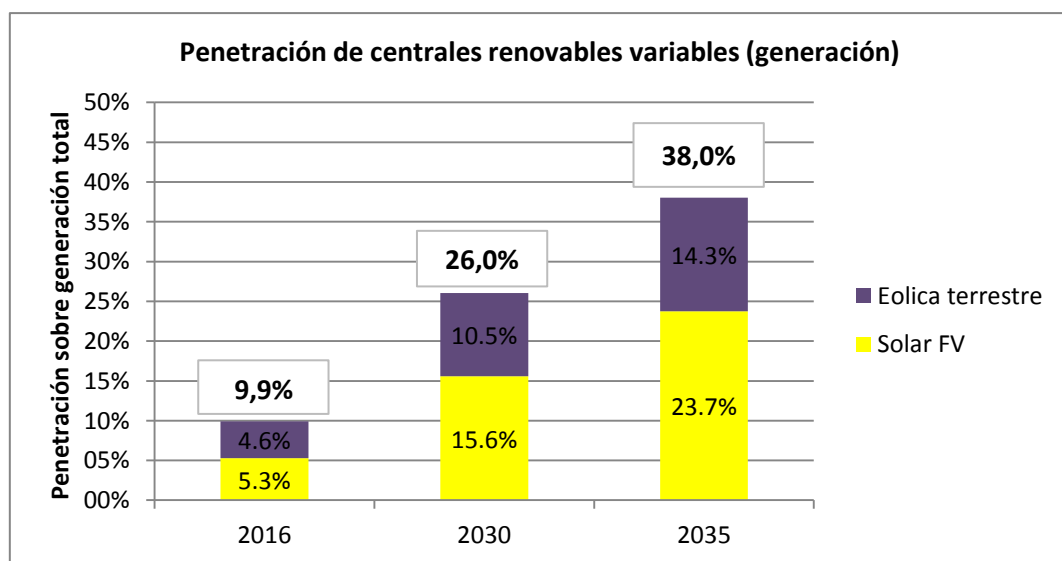


Figura 60: Evolución de la penetración de generación variable a largo plazo con respecto a la generación total. Elaboración propia a partir de [6] (escenario E)

Un escenario prospectivo tal respecto de la entrada de nuevas instalaciones de generación renovable variable resulta idóneo para la implementación de la metodología propuesta para este trabajo, al tener como consecuencia la exacerbación de la operación en régimen cíclico o *cycling* de las centrales térmicas a estudiar. Esto se puede observar claramente de algunos resultados del análisis de operación (de corto plazo) asociado a la PELP contenido en [41], donde se contabilizan los encendidos de las centrales térmicas. A continuación se muestra dicho resultado para el caso de las centrales TGCC estudiadas:

Central	seca	media seca	media	húmeda
GAS_ATACAMA_CC1_GNL	235	220	303	338
GAS_ATACAMA_CC2_GNL	244	235	312	339
KELAR	336	322	337	344
NEHUENCO_01_GNL	277	283	245	225
NEHUENCO_02_GNL	312	314	282	266
NUEVA_RENCA_GNL	139	131	127	113
SAN_ISIDRO_01_CC	153	122	127	146
SAN_ISIDRO_02_CC	336	310	333	329

Tabla 4: Encendidos anuales para centrales TGCC para distintas hidrologías en 2030 [41]

Central	seca	media seca	media	húmeda
GAS_ATACAMA_CC1_GNL	315	284	328	343
GAS_ATACAMA_CC2_GNL	324	291	329	344
KELAR	316	337	345	348
NEHUENCO_01_GNL	324	323	308	301
NEHUENCO_02_GNL	332	330	325	317
NUEVA_RENCA_GNL	145	137	126	123
SAN_ISIDRO_01_CC	261	242	242	261
SAN_ISIDRO_02_CC	343	335	340	339

Tabla 5: Encendidos anuales para centrales TGCC para distintas hidrologías en 2035 [41]

Cabe destacar que dicho análisis de corto plazo asociado al ejercicio de PELP ([41]) se realizó con resolución horaria sólo para los años 2030 y 2035, razón por la cual se escogieron como horizontes temporales de análisis en el presente trabajo.

De esta forma, los principales insumos para la implementación de la metodología expuesta por el autor para los casos futuros fueron los perfiles de generación horarios sintéticos resultantes de las simulaciones de operación de corto plazo desarrolladas en [41] a través del modelo PLP/PCP. Estos resultados son de carácter público al igual que toda la información asociada al Proceso de PELP y se encuentran en el sitio web oficial del Ministerio de Energía. A continuación

se muestra la metodología empleada por [41] a partir del ejercicio de planificación contenido en [6], seguido de algunos perfiles de generación sintéticos resultantes de ella:

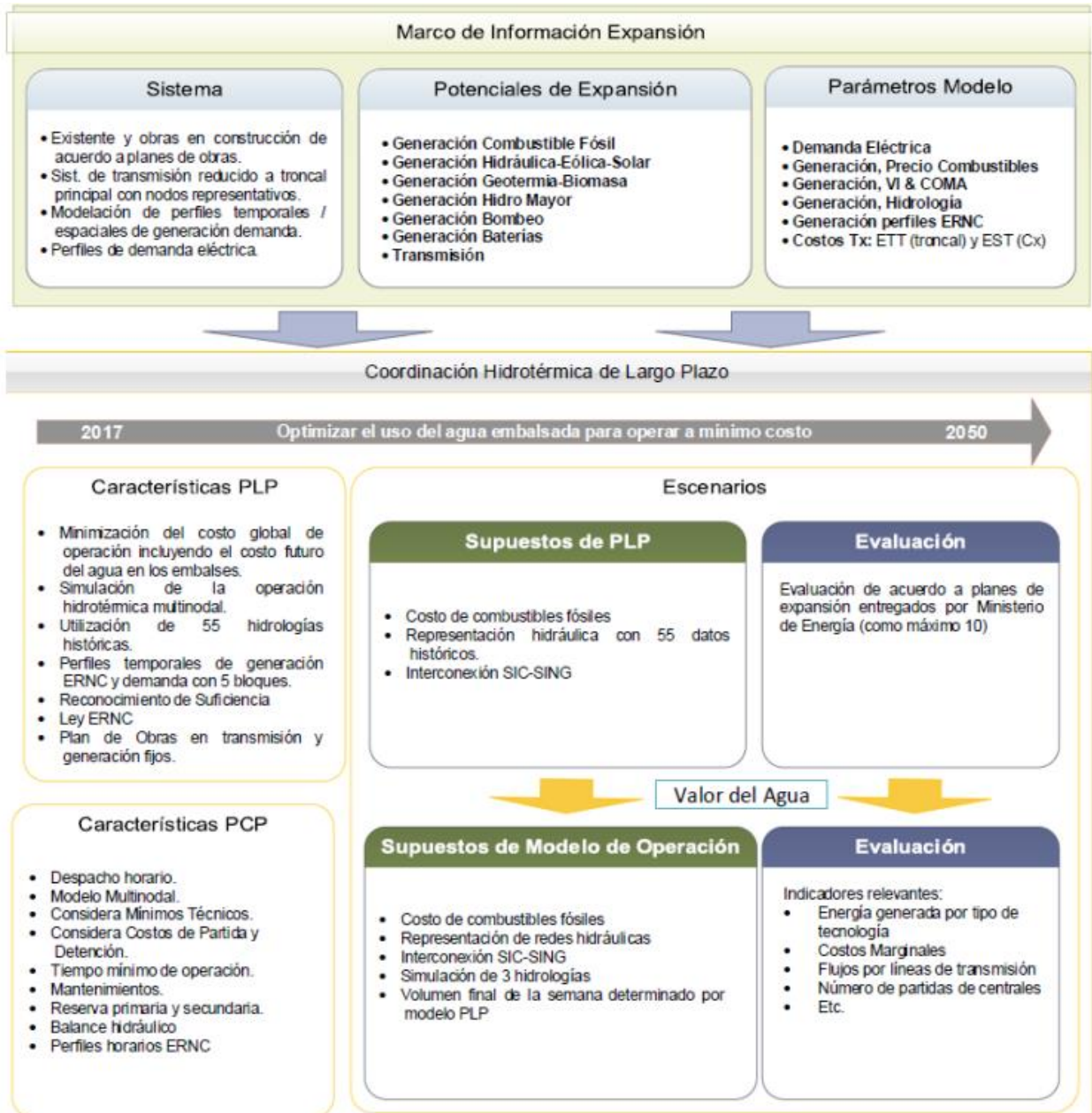


Figura 61: Metodología general para el análisis de corto plazo asociado al ejercicio de planificación del Proceso de PELP [41]

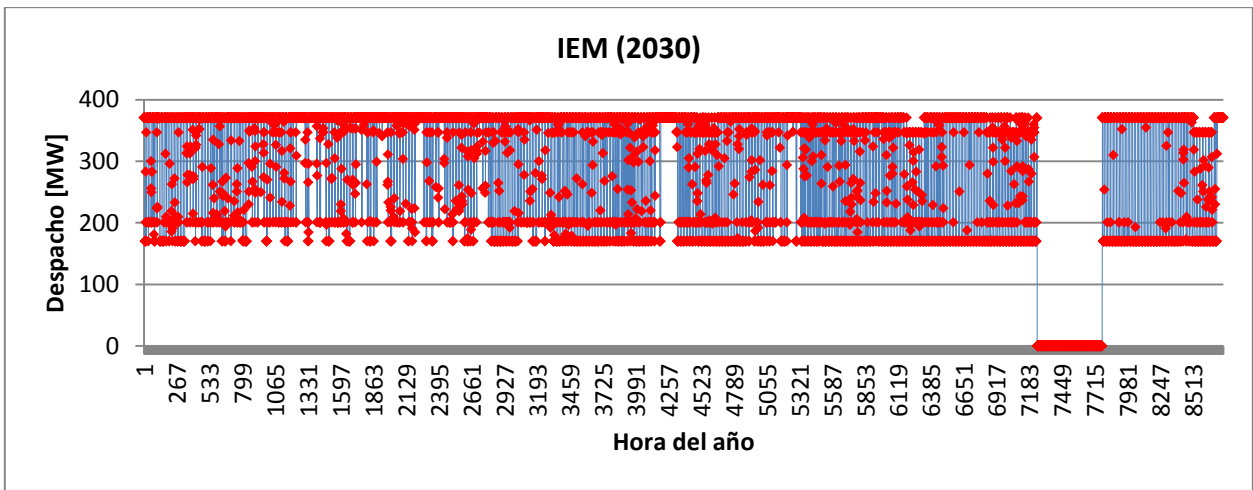


Figura 62: Perfil de generación horario sintético de la central TV a carbón “IEM” resultante para el año 2030. Elaboración propia a partir de [41]

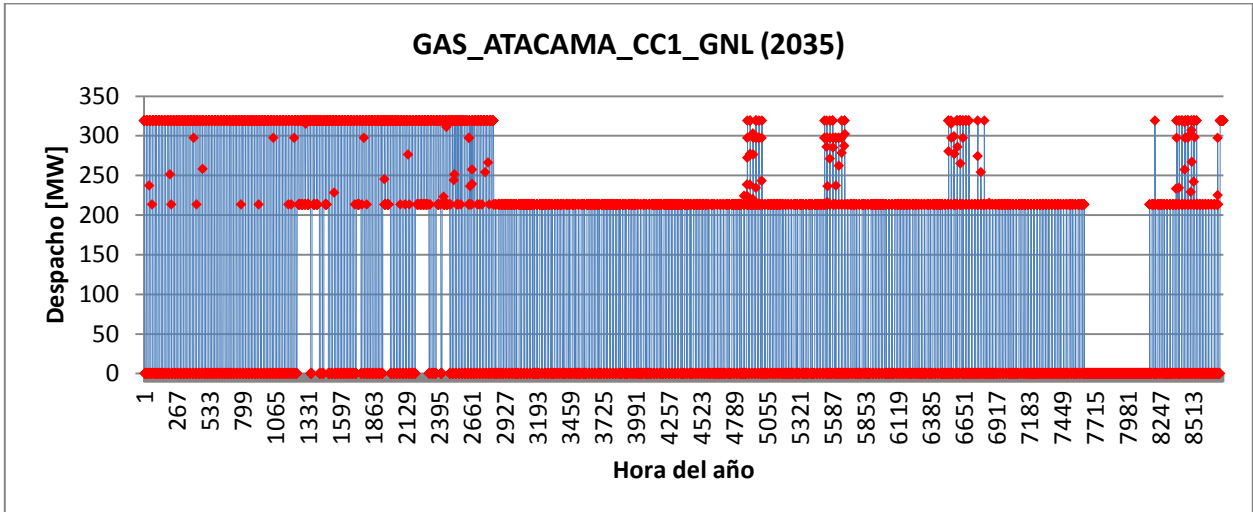


Figura 63: Perfil de generación horario sintético de la central TGCC “GAS_ATACAMA_CC1_GNL” resultante para el año 2035. Elaboración propia a partir de [41]

La metodología expuesta para el presente trabajo se nutre de estos mismos perfiles resultantes de las simulaciones realizadas por [41] para cuantificar, clasificar y valorizar el *cycling*. Junto con esto, a fin de simplificar el análisis, cabe destacar que se trabajó sólo con el conjunto de datos que suponen una condición hidrológica “media” en [41].

Así, el principal aporte a dicho estudio corresponde a la clasificación de los encendidos de centrales, cuantificación de maniobras de rampa significativas y la valorización de las anteriores como sobrecostos para los propietarios de las instalaciones. De esta forma, el presente trabajo pretende servir como extensión de [41] en lo que a evaluación de régimen de operación cíclica de centrales térmicas se refiere, para sugerir una retroalimentación de esta manera al Estudio de Planificación del Proceso de PELP ([6]) en aquella área temática.

3.3. Estudio de Costos de Ciclaje de Centrales del NREL

Este estudio, preparado por la consultora Intertek APTECH y publicado a mediados de 2012 [22], presenta valores estadísticos respecto de los costos estimados en que incurren los propietarios de instalaciones de generación térmica debido a las distintas maniobras requeridas por la operación cíclica. Estas estimaciones se realizan para distintos tipos de centrales y a partir de modelos computacionales, análisis de costos históricos, encuestas e inspecciones a centrales, entrevistas e información pública de la North American Electric Reliability Corporation (NERC). La muestra de centrales utilizadas por el estudio corresponde a “varios cientos”, las cuales se encuentran instaladas en Estados Unidos y Canadá [22].

A continuación se muestra un mapa conceptual de la metodología de estimación de costos de ciclaje utilizada por Intertek APTECH:

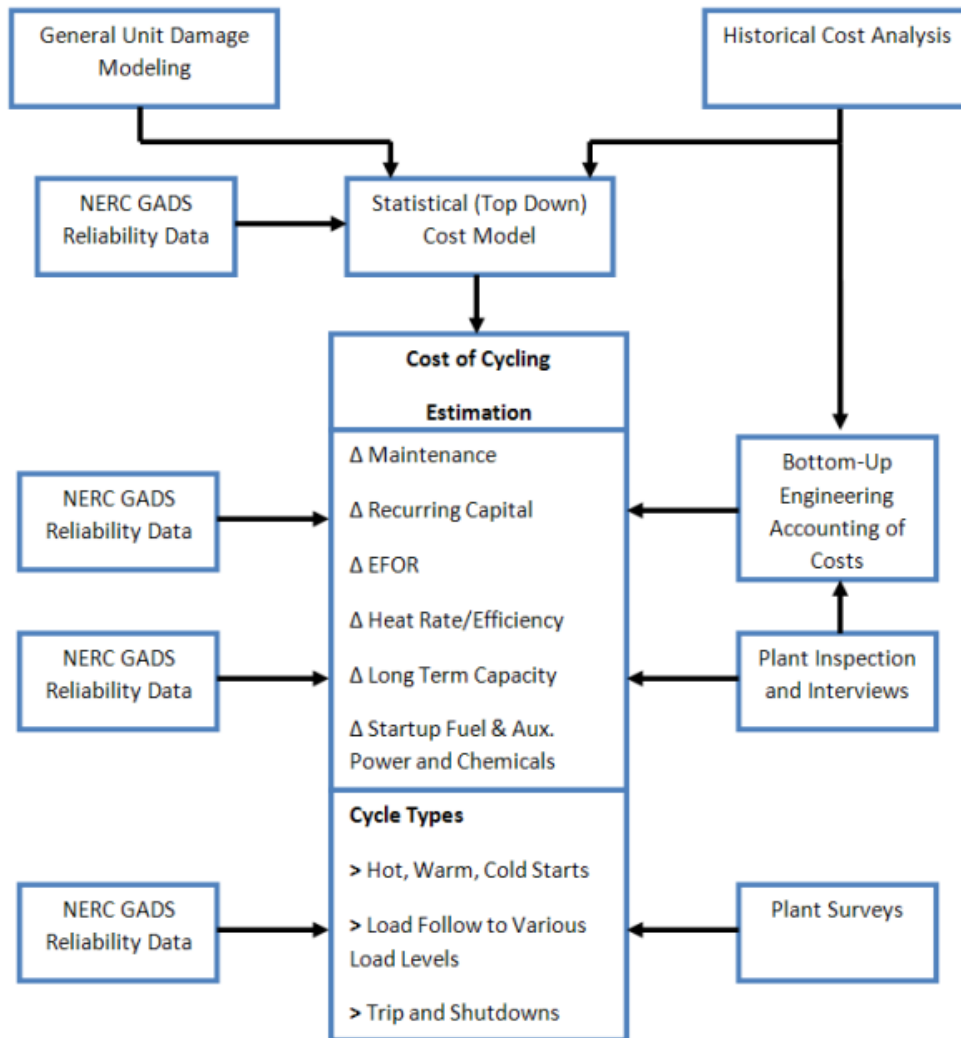


Figura 64: Metodología para la estimación de costos de ciclaje [22]

Los resultados o la salida del procedimiento de estimación de costos mostrado anteriormente incluye valores estadísticos para los siguientes componentes de costo o riesgos de la muestra de centrales térmicas evaluadas [22]:

1. Costos variables de operación y mantenimiento no combustible debido a operación en carga de base (no atribuible al *cycling*).
2. **Costos de capital y mantenimiento asociados a los ciclos de encendido *hot, warm y cold*.**
3. **Aumento en la tasa de indisponibilidad forzada equivalente (EFOR) atribuible al *cycling*.**
4. Efectos de largo plazo en cuanto al rendimiento térmico.
5. **Costos de partida: combustible adicional para encendidos, energía de sistemas auxiliares, insumos y operaciones.**
6. **Costos de capital y mantenimiento asociados a los ciclos de seguimiento de carga o *ramping* significativos.**

De estos, se decidió hacer uso de los correspondientes a los números 2, 3, 5 y 6, que reflejan los cuatro sobrecostos principales de un total de siete, identificados en 2.3.1 como implicancias económicas de la operación cíclica. Estos se revisitan a continuación:



Figura 65: Implicancias económicas de la operación cíclica de centrales térmicas a valorizar a través de la metodología propuesta. En gris aquellas que se omiten en la valorización. Elaboración propia a partir de [15] [21] [22] [23] [24] [25]

Cabe destacar que los resultados que presenta el estudio de forma pública corresponden a los resultados de la metodología anterior aplicada a solo un subconjunto de la información contenida en la base de datos de *cycling* que Intertek APTECH ha construido durante más de dos décadas. Así, se distinguen los resultados entre los “*lower-bound estimates of cycling costs*” disponibles a todo público, y los “*upper-bound cycling costs and cost distributions*”, los cuales no son de consulta pública [22].

El estudio define los siguientes siete tipos de centrales térmicas para distinguir entre los costos de ciclaje [22]:

1. **TV subcríticas a carbón menores (35-299 [MW]).**
2. **TV subcríticas a carbón mayores (300-900 [MW]).**

3. TV supercríticas a carbón mayores (500-1300 [MW]).
4. **TGCC a gas natural.**
5. **TGCA a gas natural clásicas (turbinas GE 7/9, N11, V94.3A, 501 y similares).**
6. TGCA a gas natural aeroderivadas (turbinas LM 6000, 5000, 2500 y similares).
7. TV a gas natural (50-700 [MW]).

Los resultados de las estimaciones de costos de ciclaje para cada uno de estos tipos de centrales se encuentran en el anexo 9.1.

De estos siete tipos, el presente trabajo consideró sólo los correspondientes a los números 1, 2, 4 y 5. Esto se debe a que en el SEN no existen a la fecha: centrales TV carboneras de capacidad mayor que 500 [MW], no existen centrales TGCA con turbinas aeroderivadas y no existen centrales TV a gas natural [42].

Así, se homologaron las tecnologías definidas por el Proceso de PELP a los cuatro tipos de central térmica definidas por el autor a partir del estudio del NREL a fin de aplicar la metodología propuesta para la cuantificación, clasificación y valorización del ciclaje en las mismas. A continuación se muestra la tabla que muestra dicha homologación:

Tecnologías (PELP)	Tecnologías 2 (PELP)	Combustible (Autor)	Tipo Central (Autor)
Biomasa	Biomasa	ERNC	TV Menor/Mayor
Biogas	Biogas	ERNC	TGCA
Bombeo	Bombeo	-	-
Carbon	Carbón	Carbón	TV Menor/Mayor
Diesel	Diésel	Diésel	TGCA
Eolica	Eólica	-	-
FuelOil	Diésel	Diésel	TGCA
Geotermica	Geotérmica	ERNC	TV Menor/Mayor
GNL_CC	GNL	GNL	TGCC
GNL_CA	GNL	GNL	TGCA
GNLCCS	GNL	GNL	TGCA
Hidro_Embalse	Hidro Embalse	-	-
Hidro_ERNC	Hidro ERNC	-	-
Hidro_Pasada	Hidro Pasada	-	-
Otro	Otro	-	-
Solar_FV	Solar FV	-	-
Solar_CSP	Solar CSP	ERNC	TV Menor/Mayor
CarbonCCS	Carbón	Carbón	TV Menor/Mayor

Tabla 6: Homologación de tecnologías definidas por la PELP a tipo de central según selección del estudio del NREL realizada por el autor. Se omiten tecnologías no térmicas. Elaboración propia a partir de [6] [22] [42]

Además, el estudio incluye un segundo conjunto de resultados para una selección de centrales de cada uno de los siete tipos anteriores con menores costos de ciclaje (debido a parámetros de diseño específicos y/o operaciones). Estos se incluyen en el anexo 9.2 y fueron utilizados para la valorización de las centrales definidas como tipo TGCA, al tratarse en su mayoría de centrales Diesel homologadas como tal, a detallar más adelante en los listados de centrales definitivos.

3.3.1. Cuantificación y Clasificación del Cycling

Para la cuantificación y clasificación del ciclaje en términos de ciclos de *hot*, *warm*, *cold starts* y *ramping* se utilizó la convención de tiempos de encendido y excursiones de seguimiento de carga considerables contenida en estudio del NREL. Estos valores se muestran a continuación y cabe señalar que presentan diferencias con aquellos rangos visitados en 2.3.1, debido a que este estudio está basado en las convenciones norteamericanas para dichos estados de operación:

Rango Capacidad [MW]	35-299	300-900	todo rango	todo rango
Tipo Central	TV Menor	TV Mayor	TGCC	TGCA
Rango transcurrido desde apagado para warm start [h]	4 a 24	12 a 24	5 a 40	2 a 3
Excursión típica de un ciclo de ramping considerable [% cap./h]	32	35	20	27

Tabla 7: Convenciones para clasificación de ciclos de encendido (*start*) y seguimiento de carga (*ramping*).
Elaboración propia a partir de [22]

Estas convenciones se utilizaron como reglas de detección para calibrar funciones programadas en el software MATLAB que cuantificaran y clasificaran los ciclos de encendido y seguimiento de carga para cada tipo de central a partir de su perfil de generación horario de duración anual y su capacidad máxima o instalada. De esta forma, se construyeron cuatro funciones con la siguiente estructura de salidas-entradas:

```
function [hotstart,warmstart,coldstart,ramping] = cyclingtvmenor(perfil,P_max)
function [hotstart,warmstart,coldstart,ramping] = cyclingtvmayor(perfil,P_max)
function [hotstart,warmstart,coldstart,ramping] = cyclingtgcc(perfil,P_max)
function [hotstart,warmstart,coldstart,ramping] = cyclingtgca(perfil,P_max)
```

3.3.2. Valorización del Cycling

Una vez cuantificados los ciclos de cada tipo o las maniobras de *cycling* clasificadas en alguno de los 4 tipos detallados anteriormente, se aplican los resultados de estimación de costos contenidos en el estudio del NREL, que vienen dados por ciclo y por capacidad instalada de cierto tipo de central, según el componente de costo. Dichos costos anexados en 9.1 y 9.2 se encuentran dados en dólares estadounidenses con poder de compra a fines de 2011, con lo que es necesario actualizar dichos valores monetarios al poder de compra real en 2017. Para esto se utilizó la tasa de inflación acumulada que entrega el Gobierno de Estados Unidos que para este periodo corresponde al 8% aproximadamente [43]. Las tablas de costos unitarios que se muestran a continuación para cada componente se encuentran actualizadas a través de dicha tasa y corresponden a los valores de mediana de costos citados de los anexos 9.1 y 9.2:

(1) Sobrecostos de Capital y Mantenimiento

Rango Capacidad [MW]	35-299	300-900	todo rango	todo rango
Tipo Central	TV Menor	TV Mayor	TGCC	TGCA
Hot Start				
Capital y Mantenimiento [USD@2017/MW cap./ciclo]	\$ 101.52	\$ 63.72	\$ 37.80	\$ 23.76
Warm Start				
Capital y Mantenimiento [USD@2017/MW cap./ciclo]	\$ 169.56	\$ 70.20	\$ 59.40	\$ 30.24
Cold Start				
Capital y Mantenimiento [USD@2017/MW cap./ciclo]	\$ 158.76	\$ 113.40	\$ 85.32	\$ 41.04
Ramping				
Capital y Mantenimiento [USD@2017/MW cap./ciclo]	\$ 3.61	\$ 2.65	\$ 0.69	\$ 0.95

Tabla 8: Costos de capital y mantenimiento unitarios y normalizados debido a las distintas maniobras de *cycling*.
Elaboración propia a partir de [22] [43]

Para el caso de los sobrecostos de capital y mantenimiento, la valorización se realiza multiplicando el número de ciclos descrito por cada central de estudio por los costos expuestos en la tabla anterior. Los resultados se registran tanto en términos absolutos ([USD]) como normalizados por la capacidad de cada central ([USD/MW cap.]).

(2) Consumo Adicional de Combustible

Rango Capacidad [MW]	35-299	300-900	todo rango	todo rango
Tipo Central	TV Menor	TV Mayor	TGCC	TGCA
Hot Start				
Combustible adicional [MMBTU/MW cap./ciclo]	5.00	7.50	0.19	0.18
Warm Start				
Combustible adicional [MMBTU/MW cap./ciclo]	6.67	10.00	0.20	0.19
Cold Start				
Combustible adicional [MMBTU/MW cap./ciclo]	9.33	14.00	0.24	0.22

Tabla 9: Consumo de combustible adicional unitario y normalizado debido a las distintas maniobras de encendido. Elaboración propia a partir de [22]

Para el caso de los sobrecostos por consumo adicional de combustible en los ciclos de encendido, la valorización se realiza multiplicando el consumo adicional contenido en la tabla anterior por el precio proyectado de cada combustible, según el año de valorización y tipo de central. Para esto se utilizan las proyecciones de precios de combustibles del Proceso de PELP en su trayectoria alta como se indicó en 2.2.3., contenidas en [6].

Si bien el estudio de la NREL incluye resultados de estimación de costos para otros costos de encendido como lo son la energía de sistemas auxiliares, insumos y operaciones, se decidió omitir dicho componente en la valorización al representar una fracción menor del costo de combustible adicional y al no contar con resultados para las centrales de tipo TGCC.

(3) Riesgo Asociado a EFOR

Rango Capacidad [MW]	35-299	300-900	todo rango	todo rango
Tipo Central	TV Menor	TV Mayor	TGCC	TGCA
Hot Start				
Aumento en EFOR [%/ciclo]	0.0086	0.0057	0.0025	0.0019
Warm Start				
Aumento en EFOR [%/ciclo]	0.0123	0.0070	0.0039	0.0025
Cold Start				
Aumento en EFOR [%/ciclo]	0.0106	0.0088	0.0055	0.0033

Tabla 10: Impacto en la indisponibilidad forzada o EFOR anual unitario debido a las distintas maniobras de encendido. Elaboración propia a partir de [22]

Para el caso del riesgo a dejar de percibir ingresos por concepto del aumento en la indisponibilidad forzada de las centrales, la valorización se realiza evaluando el volumen de ventas físicas al que correspondería la operación durante las horas equivalentes a la indisponibilidad forzada en un año, a potencia media anual y ante un costo marginal medio proyectado para cada horizonte de análisis. Para estos cálculos, se utilizaron los valores de factores de planta medios anuales contenidos en [42] para 2016, [41] para 2030 y 2035, junto con la señal de costos marginales sistémicos resultantes del ejercicio de planificación del Proceso PELP contenido en [6] (Escenario E).

3.4. Casos de Estudio

3.4.1. Operación Cíclica Proyectada para el SEN

El primer caso de estudio corresponde a una evaluación de la operación en régimen cíclico de una selección de centrales de generación térmica existentes y en construcción en el Sistema Eléctrico Nacional a futuro. La cuantificación, clasificación y valorización del ciclaje asociado a ellas se realiza a partir de los perfiles de generación horarios sintéticos proyectados para los años 2030 y 2035, donde el nivel de penetración de generación variable asciende a 34,3% y 45,5% respectivamente [6] [41].

La selección de las centrales de estudio fue realizada a partir de la nómina de centrales incluida en los estudios de planificación y análisis de CP del Proceso de PELP, filtrada según las siguientes reglas:

- Se incluyen aquellas centrales de tipo TV Menor de capacidad mayor a 100 [MW].
- Se incluyen aquellas centrales de tipo TGCA de capacidad mayor a 100 [MW].

De esta forma, la selección de centrales de estudio para este caso de estudio por tipo se muestra a continuación:

Tipo Central	Número de Centrales	Capacidad Combinada [MW]
TV Menor	23	3838.1
TV Mayor	3	1029.2
TGCC	8	2902.6
TGCA	15	2194.5
TOTAL	49	9964.4

Tabla 11: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 1. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42]

El detalle completo de las centrales de estudio para el caso de estudio 1 se encuentra en el anexo 9.3.

3.4.2. Evolución de la Operación Cíclica para el SIC

El segundo caso de estudio corresponde a un ejercicio de comparación entre el nivel de operación cíclica actual de las centrales del SIC, obtenido a partir de los datos de generación real de los mismos y aquel nivel futuro hacia 2030 y 2035, evaluado en el caso de estudio anterior.

La selección de centrales de estudio para este caso corresponde al subconjunto de la selección anterior pertenecientes al SIC y que no se encuentran en construcción. El resumen para dicha selección por tipo de central se muestra a continuación:

Tipo Central	Número de Centrales	Capacidad Combinada [MW]
TV Menor	10	1614.4
TV Mayor	2	657.9
TGCC	5	1752.8
TGCA	13	1606.6
TOTAL	30	5631.7

Tabla 12: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 2. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42]

El detalle completo de las centrales de estudio para el caso de estudio 2 se encuentra en el anexo 9.4.

3.4.3. Operación Cíclica en Centrales Térmicas ERNC

El tercer y último caso de estudio corresponde a una evaluación de la operación cíclica en las centrales de generación térmica a partir de fuentes renovables no convencionales, como lo son las centrales geotérmicas y de concentración solar de potencia. Estas tecnologías, al contar con relativamente buenas prestaciones de flexibilidad y considerarse como alternativas prometedoras en Chile, podrían convertirse en las centrales térmicas del futuro. Así, resulta interesante revisar el impacto de la operación cíclica sobre estas centrales, homologándolas como centrales de tipo TV Menor, pero reconociendo que poseen diferencias técnicas importantes con las centrales carboneras y otras centrales con TV convencionales.

La selección de centrales de estudio para este caso corresponde a los dos proyectos que se encontraban en construcción a fines de 2016: la geotérmica Cerro Pabellón, cuyas dos unidades ya se encuentran hoy en funcionamiento, y la central CSP Cerro Dominador, que se mantiene en proceso de construcción a la fecha. A continuación se muestra el detalle de las centrales de estudio para el caso de estudio 3:

Comentario	cen_name	cen_type	Pmax [MW]	Tec (PELP)	Tec (Autor)	Sistema
Construccion - CNE	CSP_CERRO_DOMINADOR	SOL_CSP	99.0	Solar_CSP	TV Menor	SING
Construccion - CNE	GEO_CERRO_PABELLON_I	GEO	18.0	Geotermica	TV Menor	SING
Construccion - CNE	GEO_CERRO_PABELLON_II	GEO	18.0	Geotermica	TV Menor	SING

Tabla 13: Resumen de selección de centrales de estudio para caso de estudio 3. Elaboración propia a partir de [6] [41] [42]

4. Resultados y Análisis

En las siguientes subsecciones se presentan los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta para cada uno de los casos de estudio descritos anteriormente. Para cada uno de ellos, se presentan en primera instancia los resultados referentes a la cuantificación y clasificación del *cycling* de las centrales, para luego en segunda instancia exponer la valorización de los sobrecostos asociados a dicha operación. Todas las figuras y tablas a incluir en este capítulo son de elaboración propia excepto donde se indique referencia.

4.1. Caso de Estudio 1

A continuación se muestran los resultados para la operación cíclica proyectada a largo plazo para la selección de 49 centrales de generación térmica situadas a lo largo del SEN, a partir de los resultados de los estudios de planificación y análisis de CP del Proceso de PELP.

4.1.1. Nivel de Ciclaje

Las centrales carboneras, que fueron clasificadas como TV Menor y Mayor no experimentaron prácticamente ciclos de encendido durante su operación horaria resultante para 2030 y 2035, más allá de una detención anual por central atribuible al mantenimiento programado. Sin embargo, la mayor parte de ellas sí describieron ciclos de seguimiento de carga o *ramping* considerables para ambos horizontes temporales, los que se muestran gráficamente a continuación:

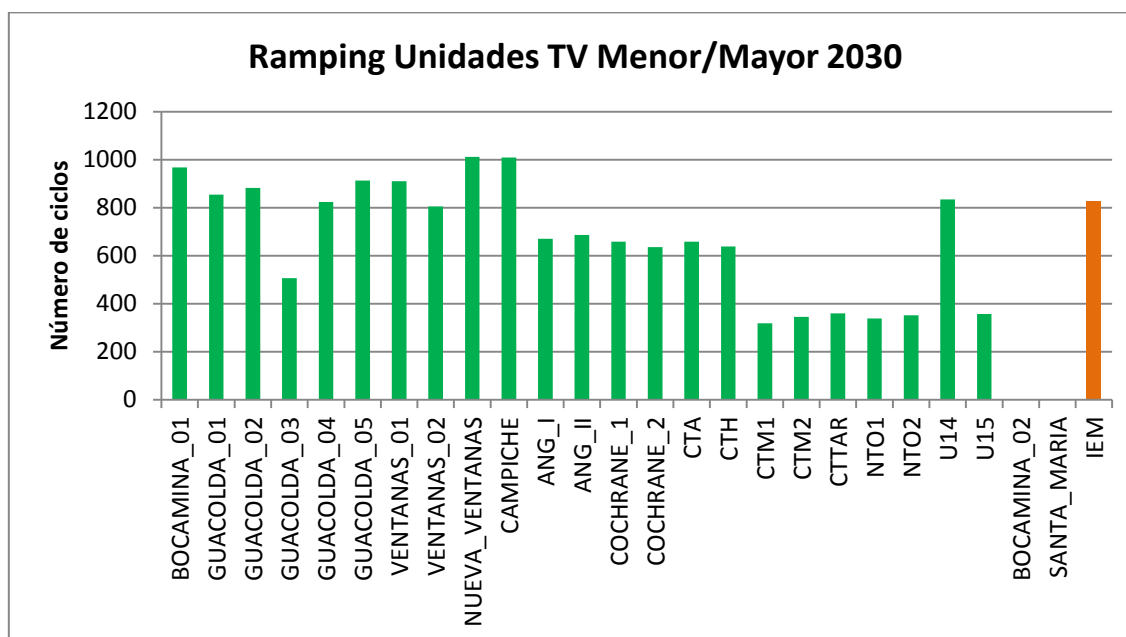


Figura 66: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2030. Color naranja indica unidades TV Mayor

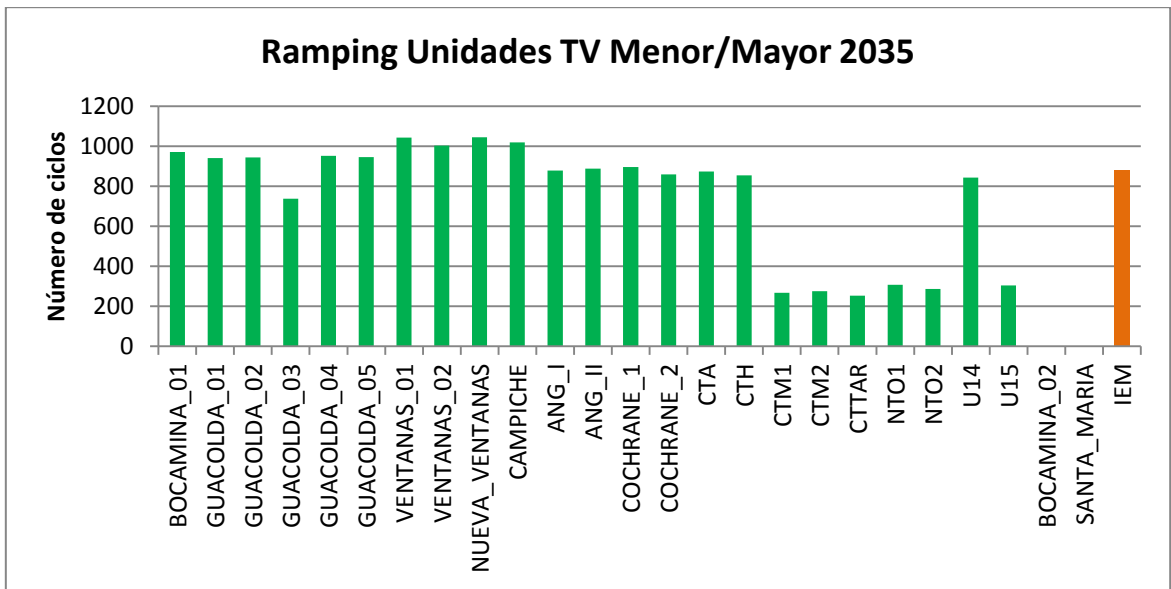


Figura 67: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2035. Color naranja indica unidades TV Mayor

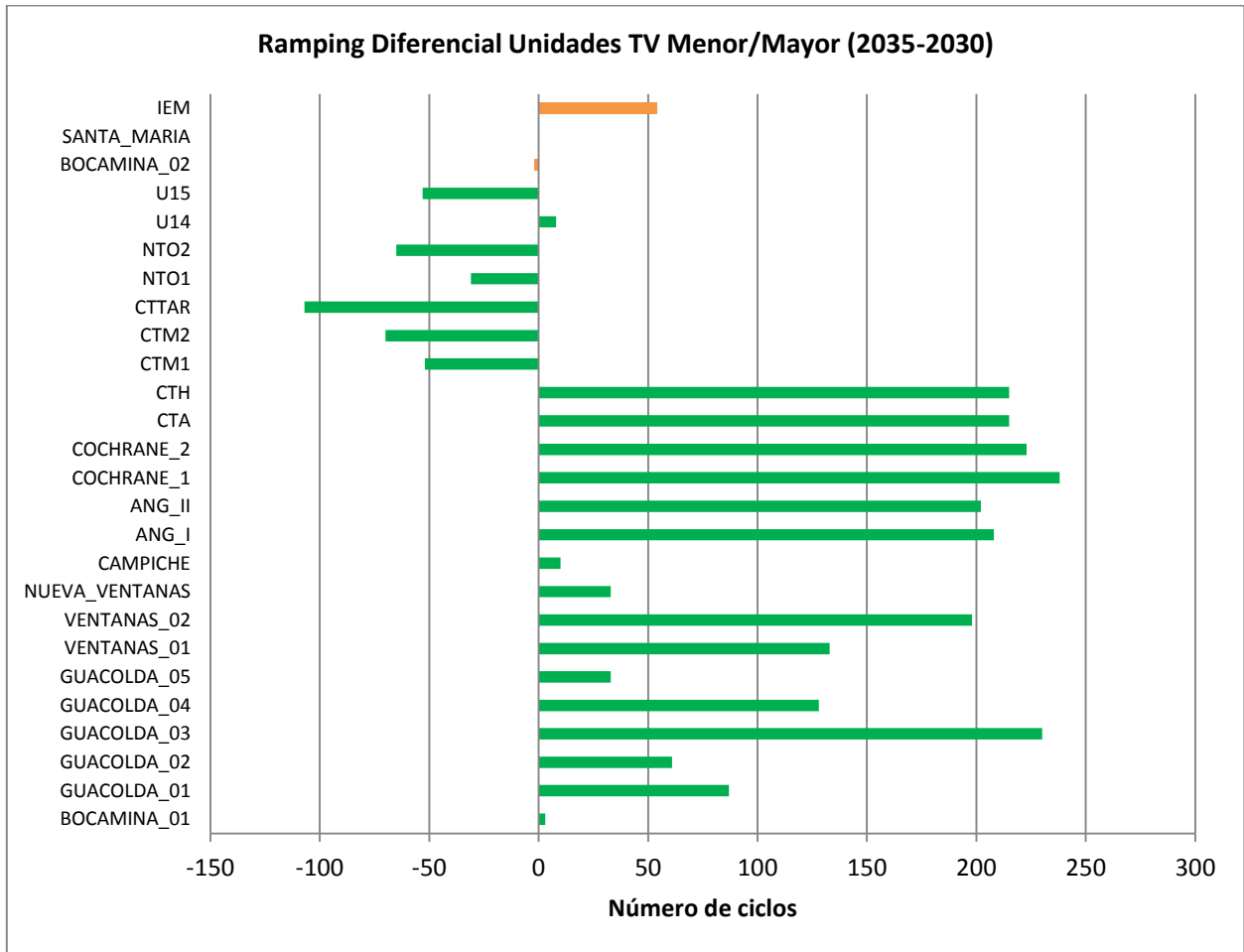


Figura 68: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping de centrales carboneras. Color naranja indica unidades TV Mayor

De la figura 68 es posible observar que en términos netos el nivel de *cycling* aumenta de 2030 a 2035, lo que obedece a un mayor requerimiento de balance de potencia por parte del sistema debido al pronunciado aumento de penetración de generación variable en aquel mismo periodo. Cabe mencionar que en el periodo 2030-2035 la generación esperada en el ejercicio de planificación de largo plazo para la tecnología solar fotovoltaica asciende de 16% a 24%, mientras que en el caso de la tecnología eólica terrestre, su generación esperada escala de 10% a 14% [6].

Los resultados de la figura 68 también muestran que existen 6 centrales TV Menor que ven disminuido su nivel de operación en seguimiento de carga entre 2030 y 2035. Estas 6 centrales pertenecen a la zona SING del SEN, con lo que su disminución en *ramping* podría ser explicada por la entrada de 450 [MW] de generación solar CSP en la barra Collahuasi esperada para el año 2035, que tiene como consecuencia un aumento en la generación esperada para la tecnología solar CSP de 1% a 3% entre estos años [6]. Esta nueva capacidad solar CSP apoyaría el balance de una porción de la generación variable fotovoltaica en la zona SING, aliviando en parte el requerimiento por *cycling* en horas de amanecer y atardecer de las centrales TV Menor antes citadas, entre otras centrales térmicas de la zona como se mencionará más adelante.

Para el caso de las centrales TGCC, como se adelantó en 3.2, el resultado muestra que estas unidades describen una gran cantidad de ciclos anuales, tanto en términos de encendidos como de ciclos de seguimiento de carga significativos. A continuación se muestran gráficamente estos resultados para las ocho centrales de ciclo combinado estudiadas:

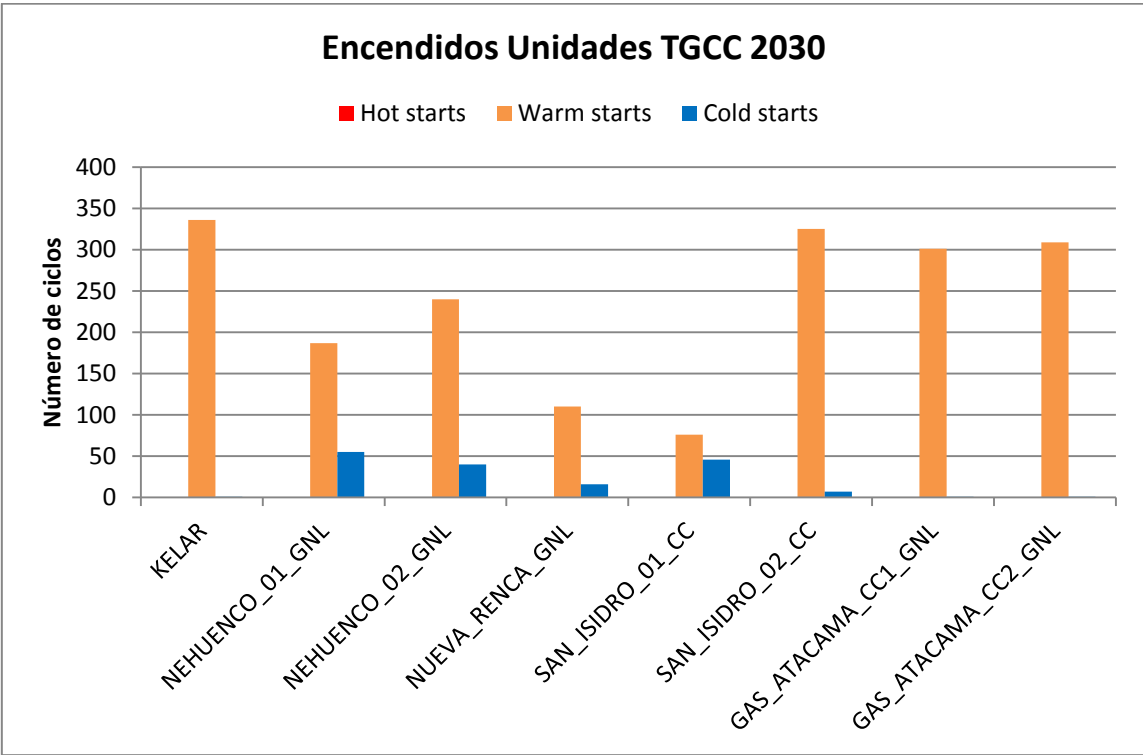


Figura 69: Resultados para ciclos de encendidos de centrales de ciclo combinado en operación anual 2030

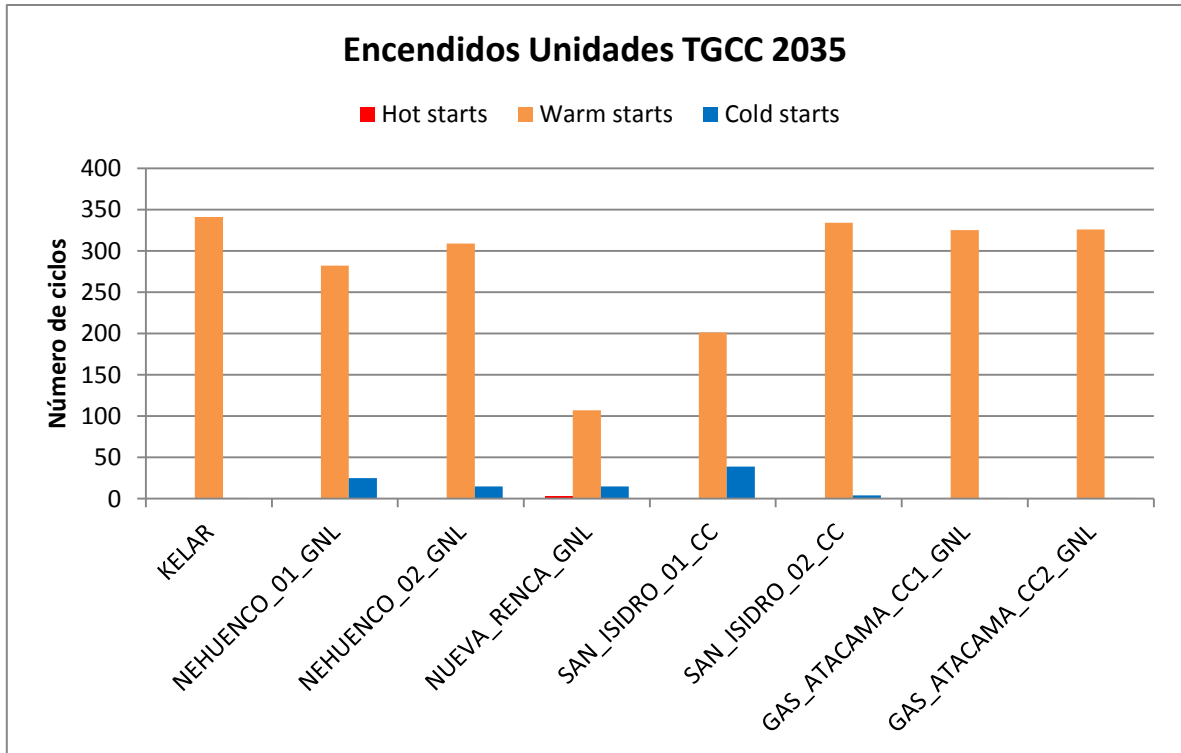


Figura 70: Resultados para ciclos de encendidos de centrales de ciclo combinado en operación anual 2035

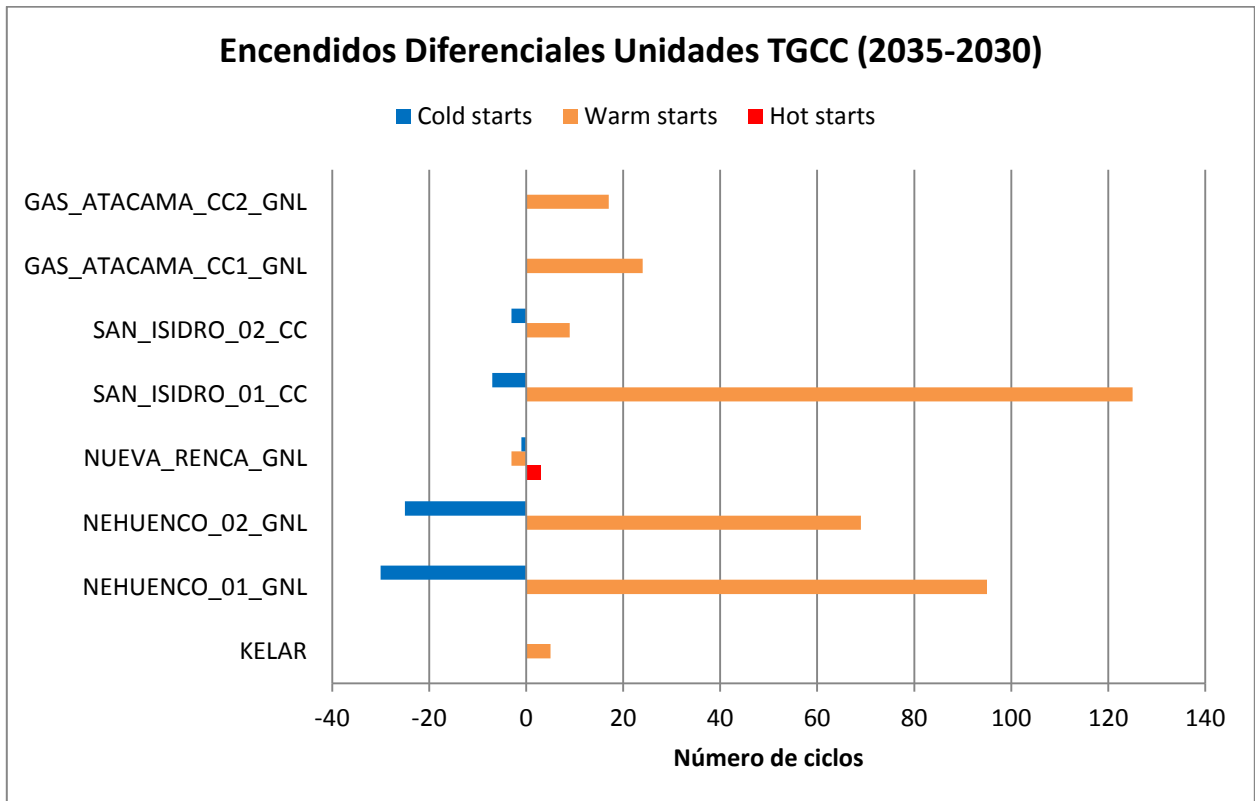


Figura 71: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo combinado

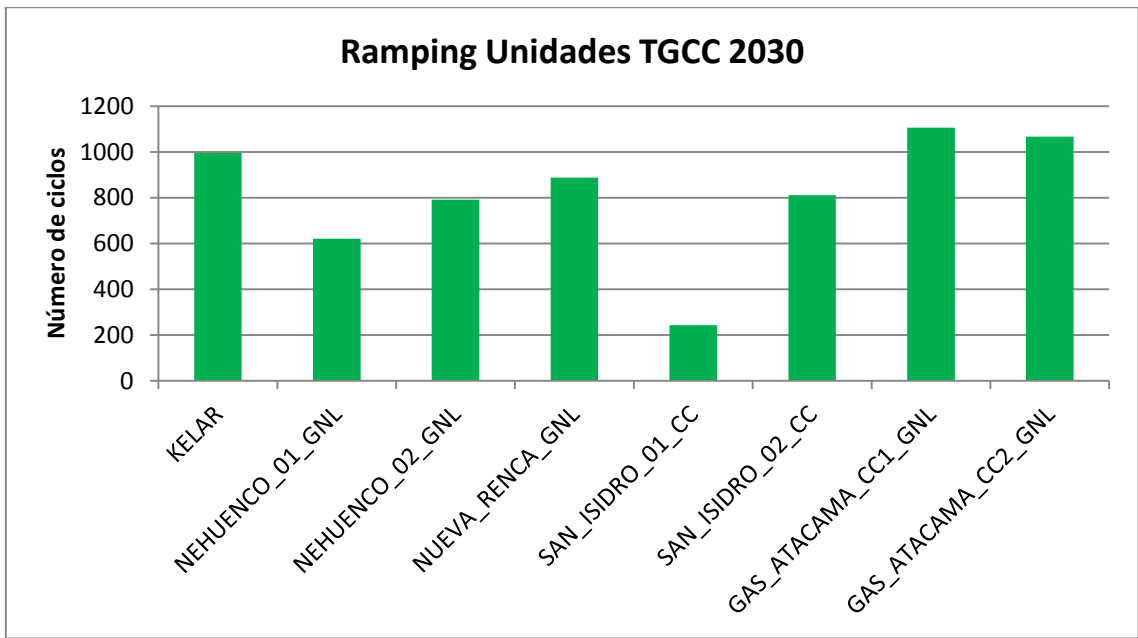


Figura 72: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2030

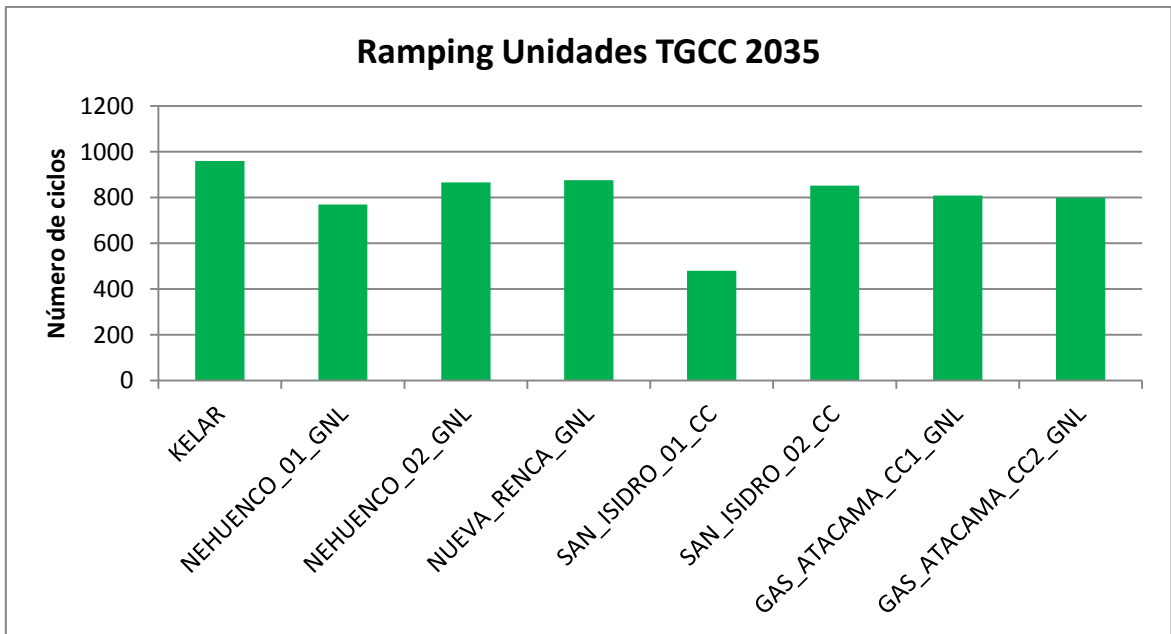


Figura 73: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2035

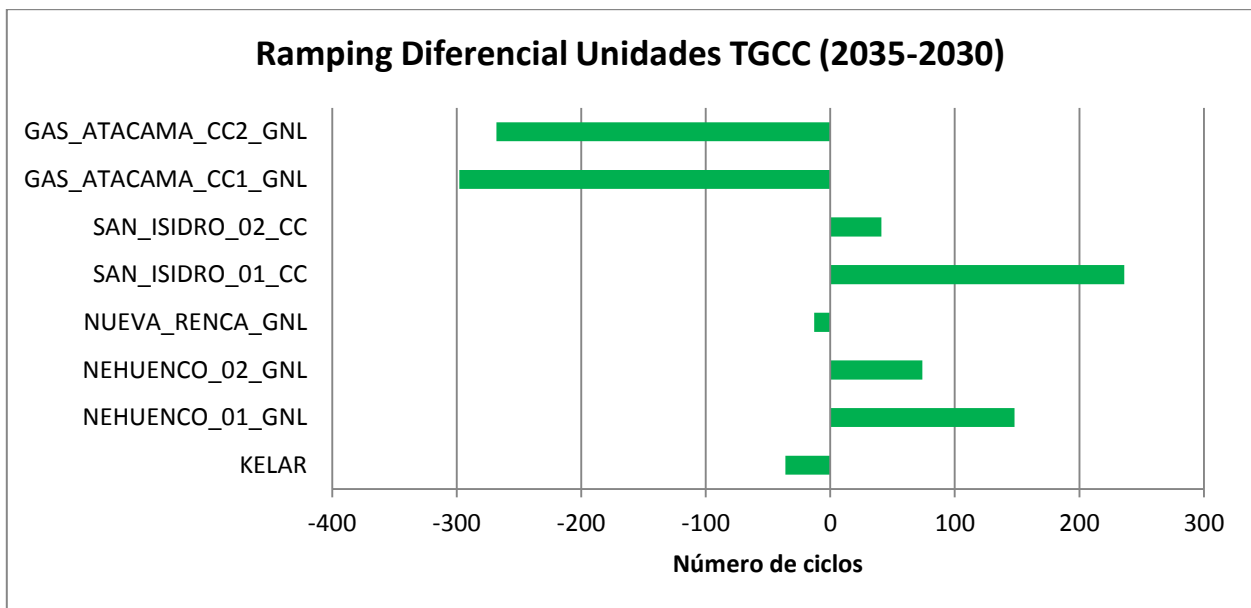


Figura 74: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo combinado

De la figura 71 se puede observar que en términos netos aumenta el número de encendidos para centrales TGCC, lo que obedece al importante aumento de penetración de generación variable que experimenta el sistema entre 2030 y 2035 mencionado anteriormente. Al existir mayor participación de las tecnologías de generación variable, aumenta la probabilidad de que el sistema requiera el encendido de centrales TGCC para apoyar en el balance de potencia, lo que explica que en las centrales “SAN_ISIDRO” y “NEHUENCO” se hayan reemplazado partidas en frío por partidas en tibio entre 2030 y 2035. Lo anterior es también coherente con que la generación esperada para la tecnología GNL aumenta de 1% a 3% en el periodo referido [6].

Respecto de los ciclos de seguimiento de carga mostrados en la figura 74, se puede observar un fenómeno similar al expuesto para algunas centrales TV Menor ubicadas en la zona SING del sistema. El alivio del ramping para las centrales “KELAR” y “GAS_ATACAMA”, ubicadas en la zona SING es atribuible al ingreso de la generación solar CSP, y el hecho que en “GAS_ATACAMA” considerablemente mayor se debe a que su rango de operación corresponde a aproximadamente un tercio que el de “KELAR”, conformando una central menos idónea para efectuar ciclos de seguimiento de carga [41].

A continuación se presentan gráficamente los resultados para las centrales de tipo TGCA, que también describen un alto nivel de operación cíclica tanto en términos de encendidos como de ciclos de seguimiento de carga significativos:

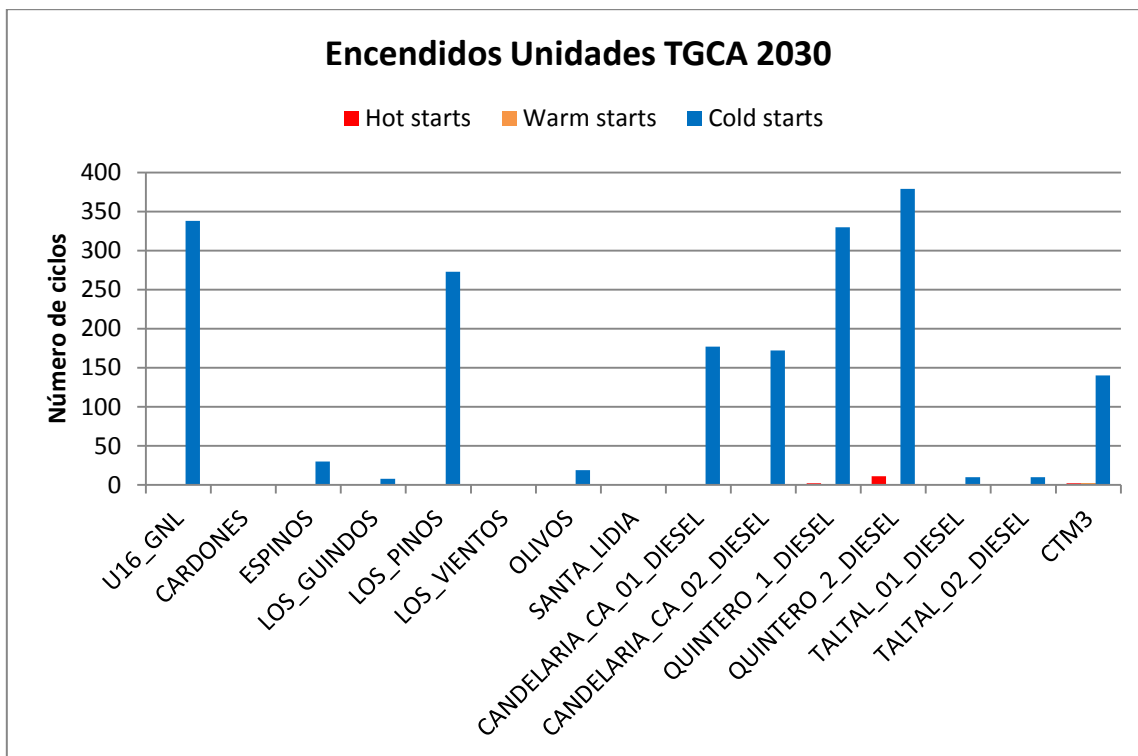


Figura 75: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2030

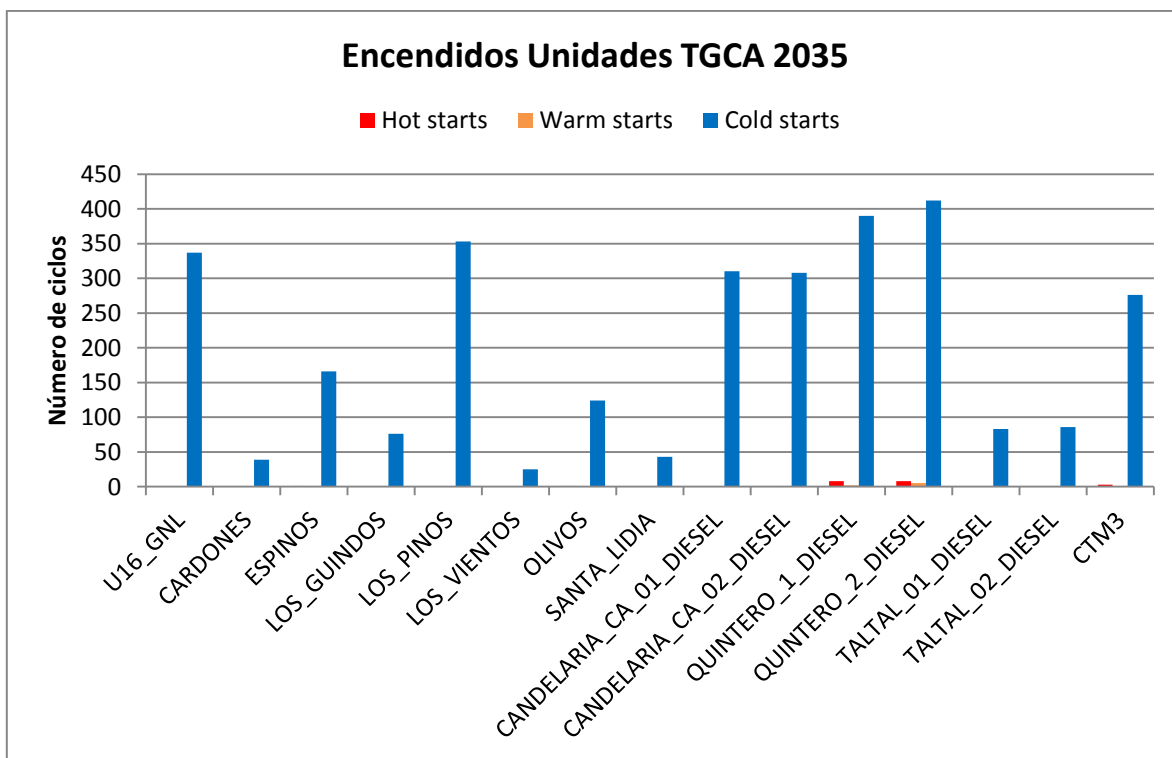


Figura 76: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2035

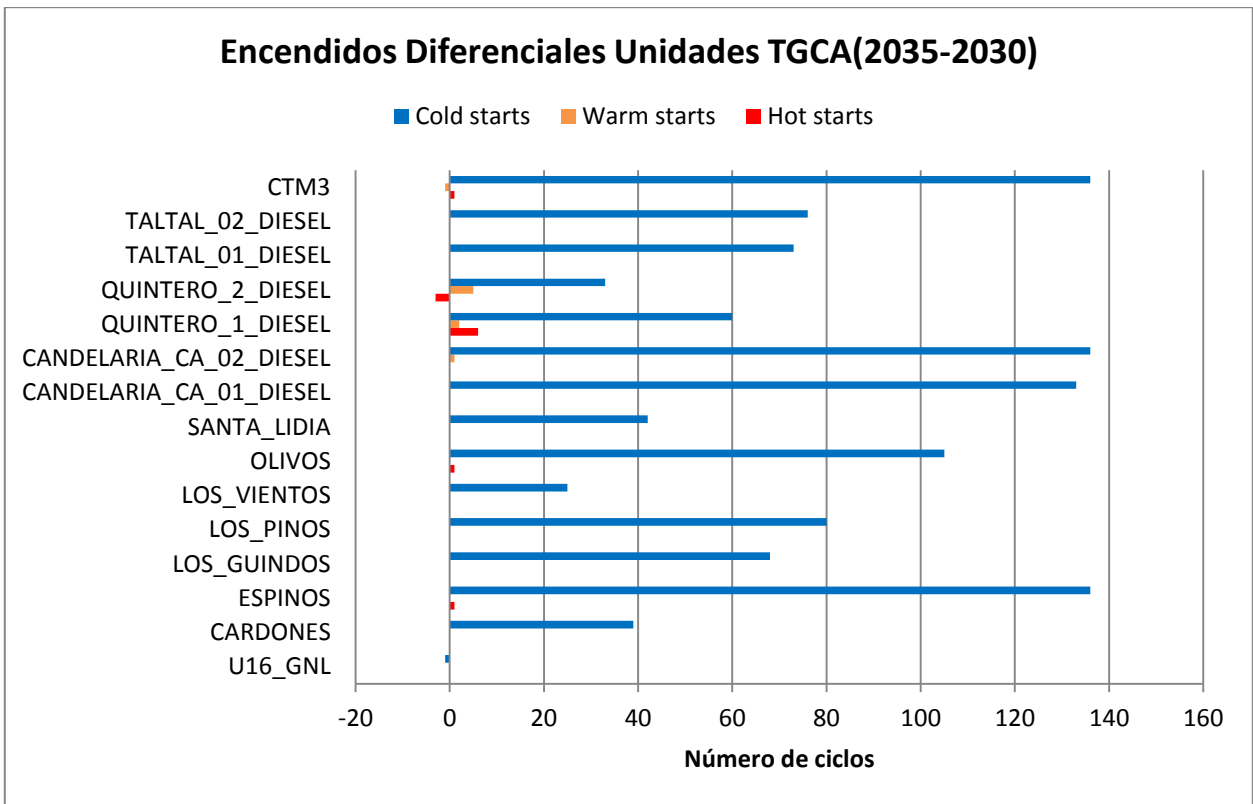


Figura 77: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido en centrales de ciclo abierto

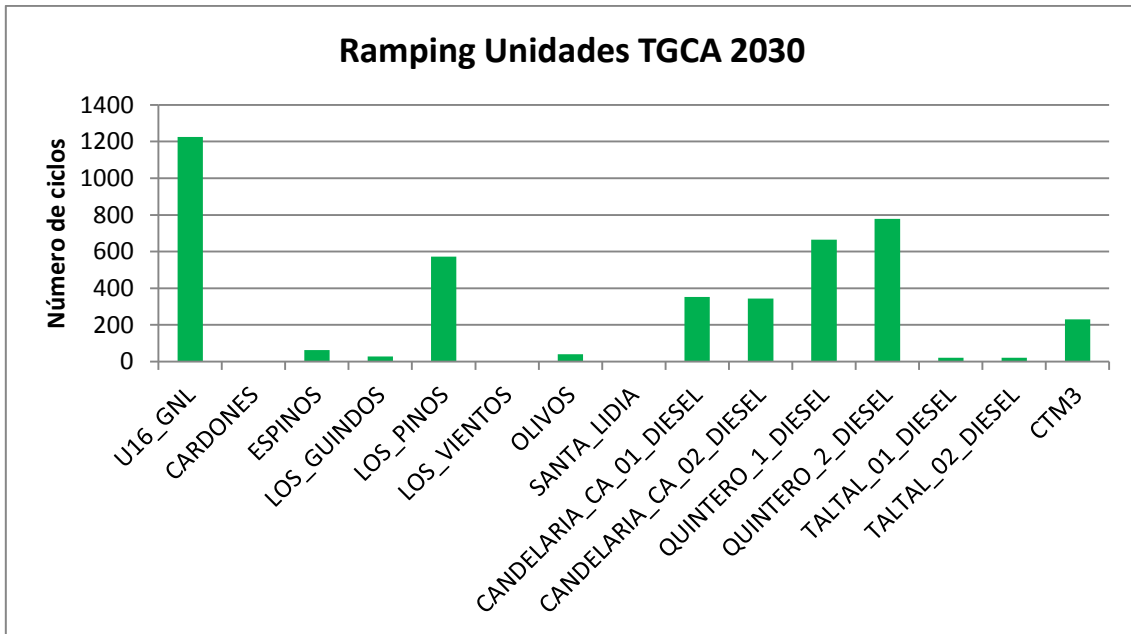


Figura 78: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2030

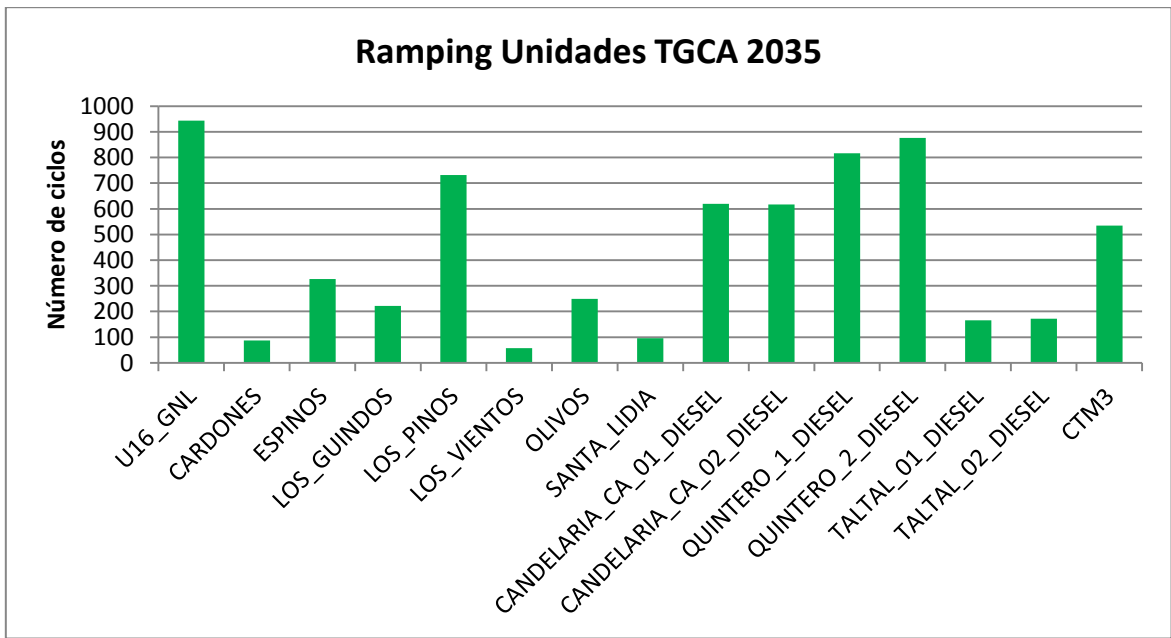


Figura 79: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2035

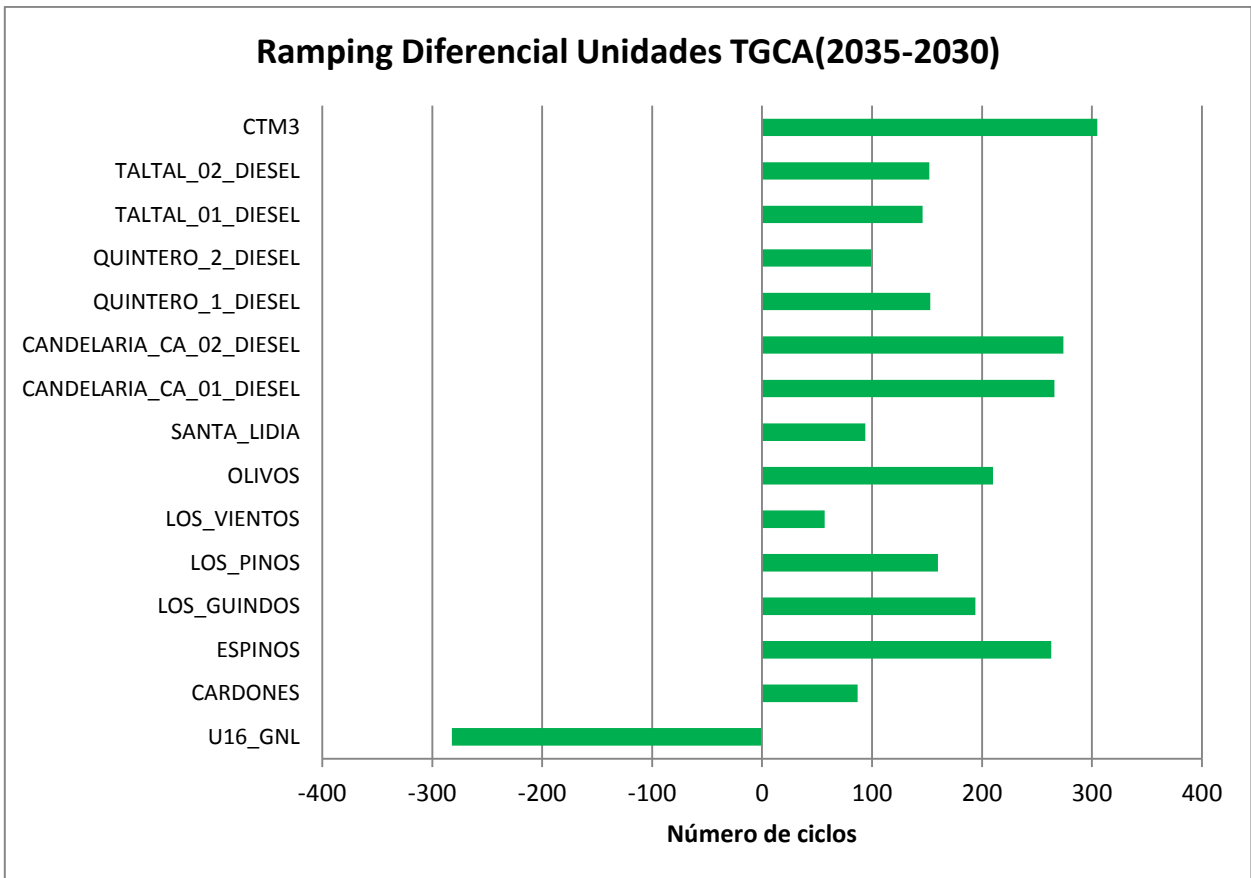


Figura 80: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping en centrales de ciclo abierto

De las figuras 75 y 78 referentes a la operación 2030 es posible notar que existen varias centrales que no describen *cycling*, lo que se debe a que no son despachadas por sus altos costos variables de operación. Esto es algo esperable de las centrales TGCA o diesel y es por esto que se suelen considerar como centrales de operación en punta. Sin embargo, cabe destacar de las figuras 77 y 80 que la totalidad de aquellas centrales que no operaron en 2030, si lo hicieron en 2035. Esto obedece al mayor requerimiento por operación en punta que tiene el sistema al contar con el importante aumento de participación de la generación variable entre estos años.

La reducción de ciclos de ramping de la central “U16_GNL” responde al fenómeno ya discutido para las centrales TV Menor y TGCC anteriores debido a la entrada en generación solar CSP en la zona SING. Si bien la central “CTM3” también corresponde a la zona SING del sistema, esta posee aproximadamente el doble de costo variable de operación que “U16_GNL”, con lo que la minimización de costos que realiza la simulación de operación opera a esta última unidad con menos variaciones desde su potencia máxima cuando decide encenderla, a fin de inyectar una mayor cantidad de energía a menor precio [6].

4.1.2. Sobrecostos Asociados

A continuación se muestran los sobrecostos anuales promedios que experimentan los distintos tipos de centrales estudiadas atribuibles al nivel de ciclaje mostrado anteriormente para ambos horizontes temporales:

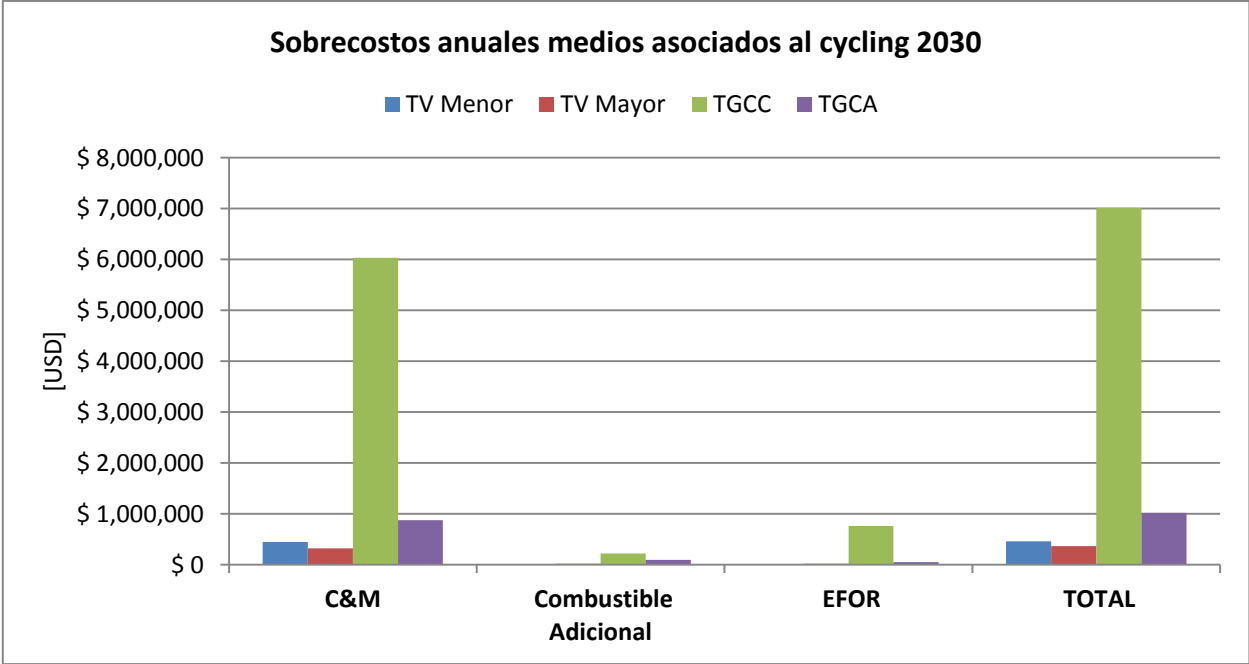


Figura 81: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2030

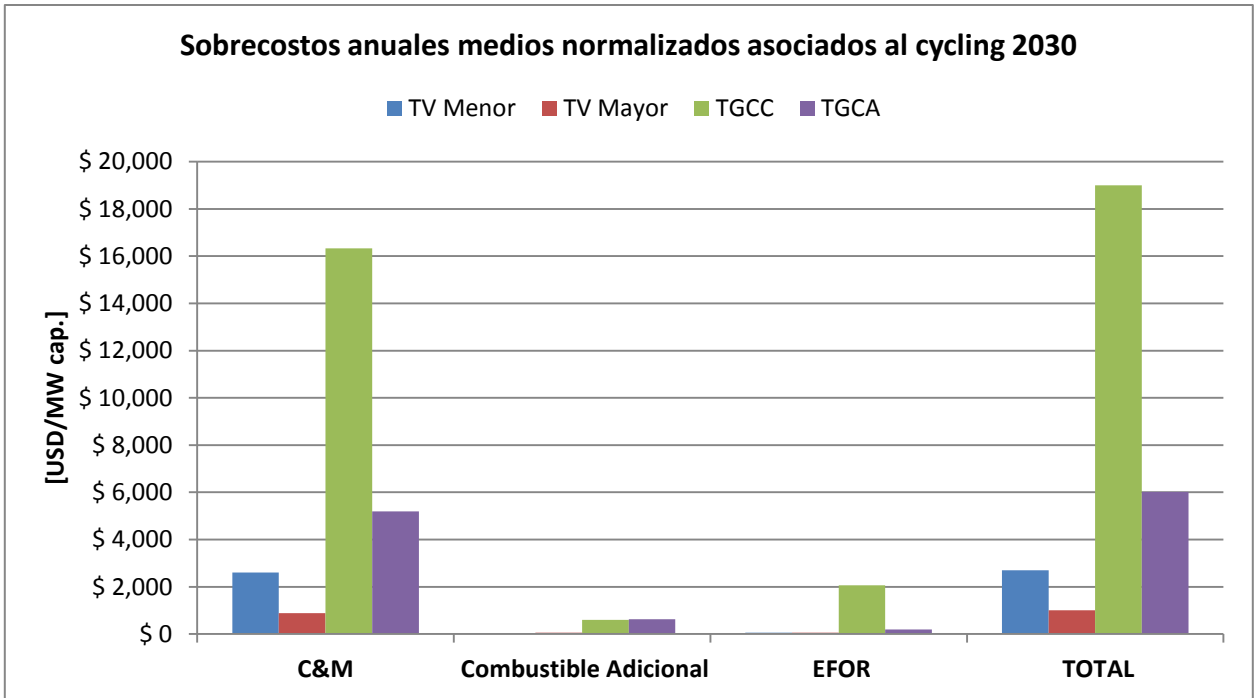


Figura 82: Sobrecostos anuales medios normalizados por capacidad debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2030

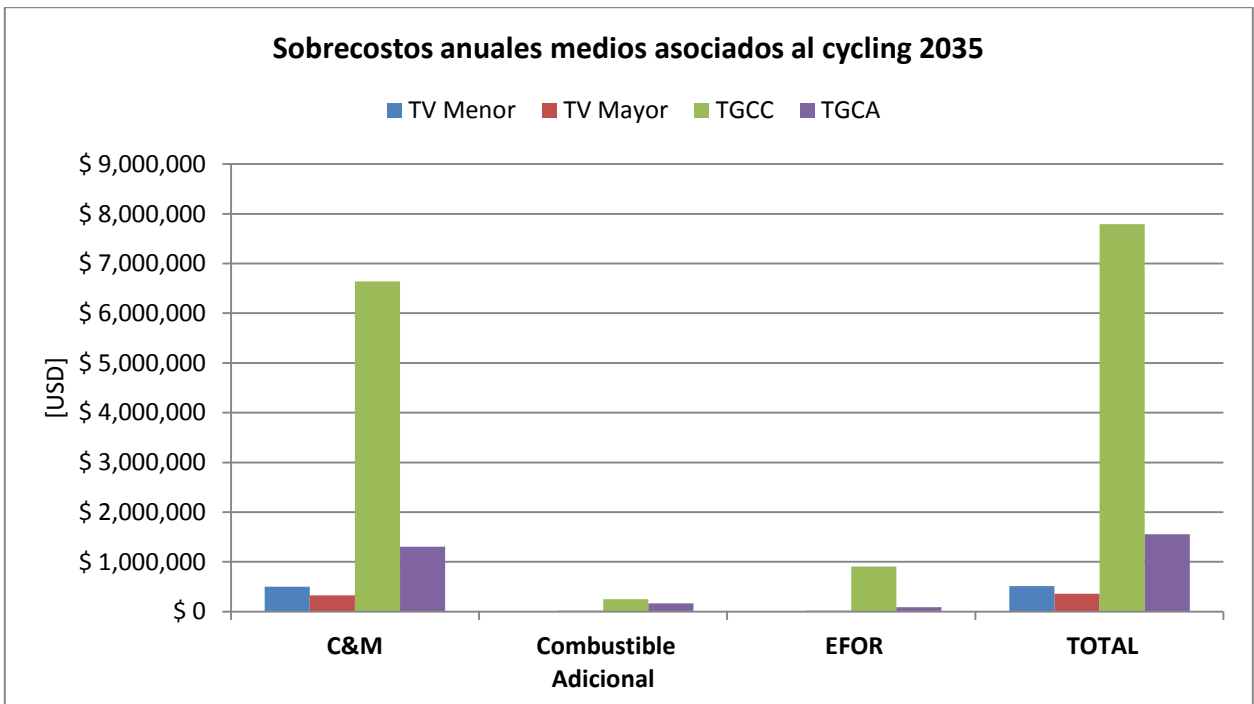


Figura 83: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2035

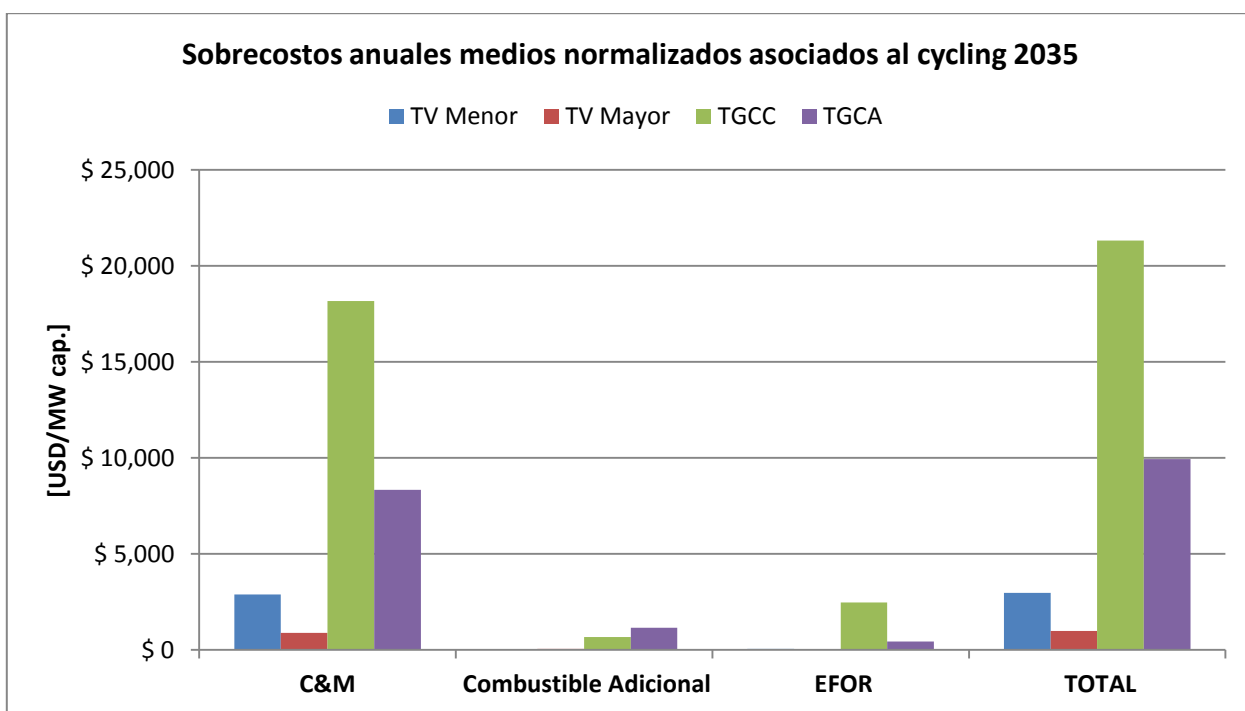


Figura 84: Sobrecostos anuales medios normalizados por capacidad debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2035

Resumen sobrecostos medios normalizados diferenciales (2035-2030)					
Tipo Central	Sobrecosto C&M [USD/MW cap.]	Sobrecosto Combustible Adicional [USD/MW Cap.]	Sobrecosto EFOR [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [dif % 2030]
TV Menor	\$ 276	\$ 0	-\$ 7	\$ 269	10.0%
TV Mayor	\$ 8	-\$ 12	-\$ 17	-\$ 20	-2.0%
TGCC	\$ 1,832	\$ 82	\$ 405	\$ 2,319	12.2%
TGCA	\$ 3,147	\$ 535	\$ 234	\$ 3,916	65.1%

Tabla 14: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para sobrecostos anuales medios normalizados

Es fácil ver de los resultados anteriores que los mayores sobrecostos por operación en régimen cíclico los experimentan las centrales de tipo TGCC, seguido por las de tipo TGCA y con las centrales TV con bajo nivel de sobrecostos en comparación con las anteriores. De la tabla 14 es posible ver que en general los sobrecostos aumentan de 2030 a 2035, lo que es coherente con el importante aumento en penetración de generación variable durante aquel periodo, que trae como consecuencia un mayor nivel de operación cíclica. De estos aumentos, es posible notar que los mayores aumentos se dan en las centrales de tipo TGCC y TGCA producto del mayor número de encendidos que describen en general en 2035.

El componente de sobrecosto protagonista de estos resultados corresponde sin duda a los costos de capital y mantenimiento (C&M) debido a los daños que producen en las instalaciones

la ejecución de ciclos de encendido y seguimiento de carga. Esto resulta preocupante pues estos costos tienen un carácter de largo plazo, toda vez que se activan luego de que existe cierto nivel de acumulación de daño en los distintos componentes de la instalación, la que por cierto es difícil de estimar y/o monitorear. Esto a diferencia del sobrecosto de combustible adicional, por ejemplo, sobre el cual los propietarios y operarios de las instalaciones tienen en general bastante claridad respecto de su momento de activación y de su valor.

A continuación se muestra el detalle de sobrecostos medios para las ocho centrales TGCC estudiadas:

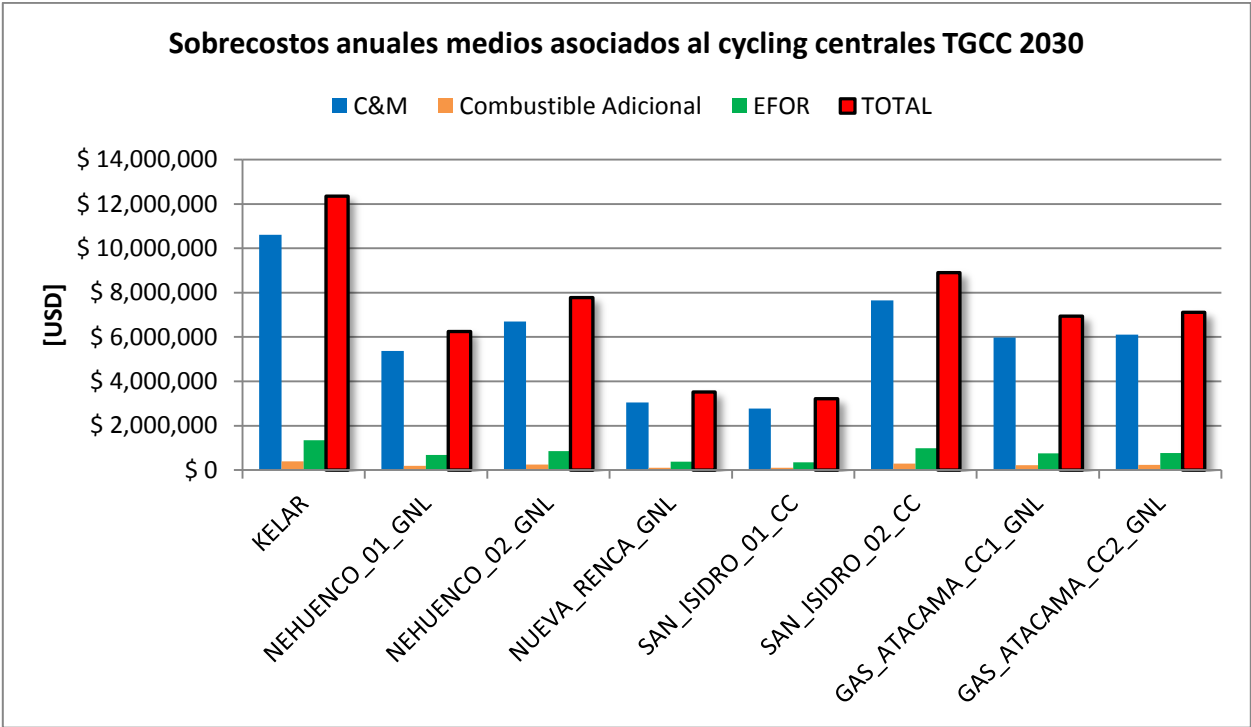


Figura 85: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling para centrales TGCC a 2030

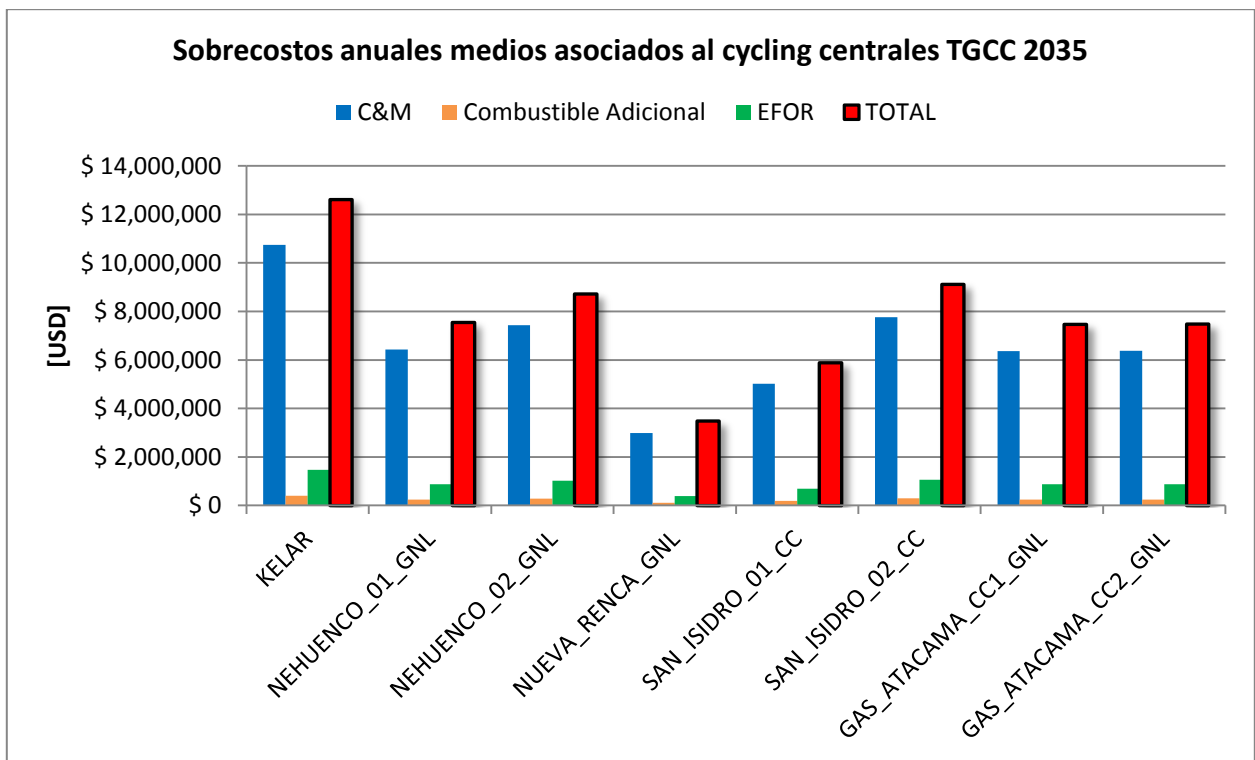


Figura 86: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling para centrales TGCC a 2035

Las figuras 85 y 86 permiten visualizar el sobrecosto total estimado en el que deberán incurrir anualmente los propietarios de las instalaciones por concepto de operación cíclica exacerbada por la alta penetración proyectada de tecnologías de generación variable. Citando lo revisado en la 2.3.1.(4).(c) y observando el caso de la central “KELAR”, los poco más de 10 [MMUSD] de sobrecosto de capital y mantenimiento debido a *cycling* podrían traducirse a que dicha central deba realizar una inspección mayor cada 4 años, asumiendo que el costo de dicho hito de mantenimiento es de aproximadamente 40 [MMUSD].

Si bien el riesgo por indisponibilidad forzada o EFOR es claramente menor comparado con los sobrecostos de capital y mantenimiento, cabe destacar que el impacto que el *cycling* tiene sobre esta figura podría hasta duplicar el riesgo total que experimentan los propietarios de las instalaciones por concepto de no estar disponible para operar. A continuación se muestra, para el caso de las centrales TGCC, una comparación entre el riesgo asociado a EFOR debido a *cycling* y el riesgo asociado a EFOR normal sumado al anterior. El índice de indisponibilidad forzada normal que se considera para estas centrales es de 1%, lo que corresponde a 88 [h] fuera de servicio en el año [6].

EFOR TGCC 2030			
Nombre central	Riesgo asociado a EFOR por cycling [USD/MW cap.]	Riesgo asociado a EFOR total [USD/MW cap.]	Participación cycling
KELAR	\$ 2,635	\$ 4,638	56.8%
NEHUENCO_01_GNL	\$ 2,066	\$ 4,069	50.8%
NEHUENCO_02_GNL	\$ 2,315	\$ 4,318	53.6%
NUEVA_RENCA_GNL	\$ 1,035	\$ 3,038	34.1%
SAN_ISIDRO_01_CC	\$ 1,100	\$ 3,103	35.5%
SAN_ISIDRO_02_CC	\$ 2,616	\$ 4,618	56.6%
GAS_ATACAMA_CC1_GNL	\$ 2,362	\$ 4,365	54.1%
GAS_ATACAMA_CC2_GNL	\$ 2,425	\$ 4,427	54.8%
PROMEDIO	\$ 2,069	\$ 4,072	49.5%

Tabla 15: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2030

EFOR TGCC 2035			
Nombre central	Riesgo asociado a EFOR por cycling [USD/MW cap.]	Riesgo asociado a EFOR total [USD/MW cap.]	Participación cycling
KELAR	\$ 2,861	\$ 5,004	57.2%
NEHUENCO_01_GNL	\$ 2,651	\$ 4,794	55.3%
NEHUENCO_02_GNL	\$ 2,759	\$ 4,901	56.3%
NUEVA_RENCA_GNL	\$ 1,087	\$ 3,229	33.7%
SAN_ISIDRO_01_CC	\$ 2,139	\$ 4,282	50.0%
SAN_ISIDRO_02_CC	\$ 2,838	\$ 4,981	57.0%
GAS_ATACAMA_CC1_GNL	\$ 2,727	\$ 4,870	56.0%
GAS_ATACAMA_CC2_GNL	\$ 2,736	\$ 4,878	56.1%
PROMEDIO	\$ 2,475	\$ 4,617	52.7%

Tabla 16: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2035

Así, es posible observar que el *cycling* puede ser responsable de hasta la mitad de las horas anuales que una central de este tipo experimente indisponibilidad forzada, duplicando el riesgo de no percibir ingresos por este motivo.

4.2. Caso de Estudio 2

A continuación se muestran los resultados para la evolución de la operación cíclica proyectada a largo plazo para la selección de 30 centrales de generación térmica situadas en el subsistema SIC, a partir de los resultados de los estudios de planificación y análisis de CP del Proceso de PELP e información pública de operación histórica del SEN.

4.2.1. Nivel de Ciclaje

A continuación se muestra gráficamente el nivel de operación cíclica para las centrales TV Menor/Mayor en 2016, seguido de los gráficos diferenciales entre el nivel de *cycling* 2035 y 2016. Se omiten los resultados para la operación cíclica de estas centrales en 2030 y 2035 al corresponder estos a un subconjunto de los ya incluidos en el caso de estudio 1:

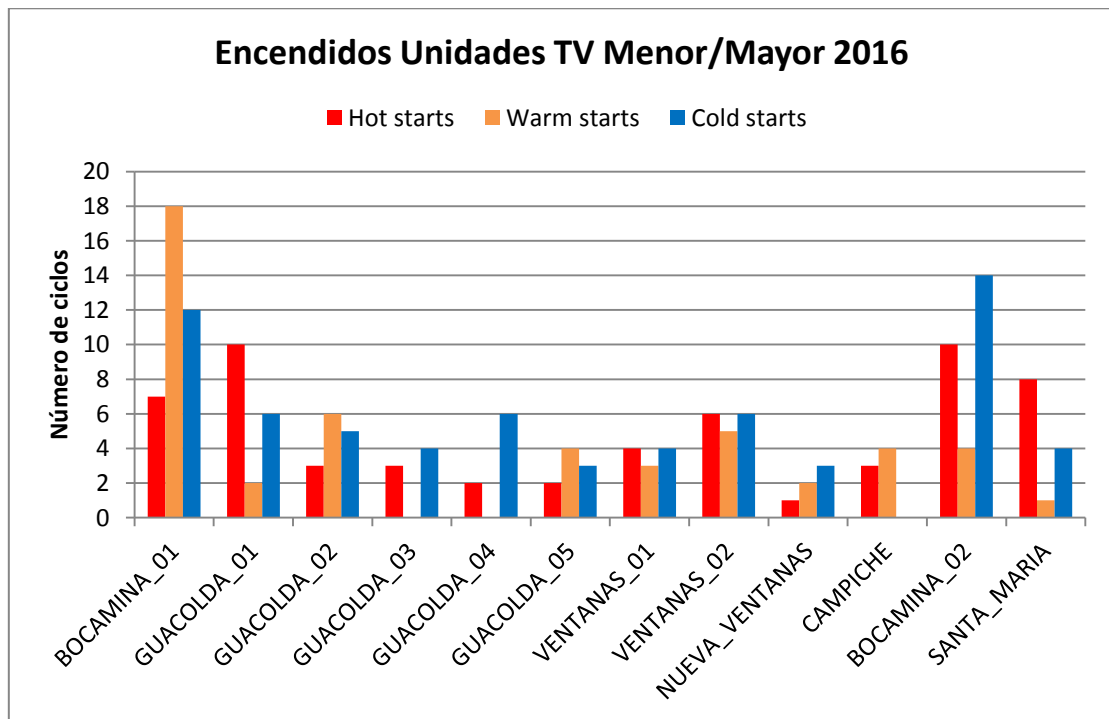


Figura 87: Resultados para ciclos de encendido de centrales carboneras en operación anual 2016

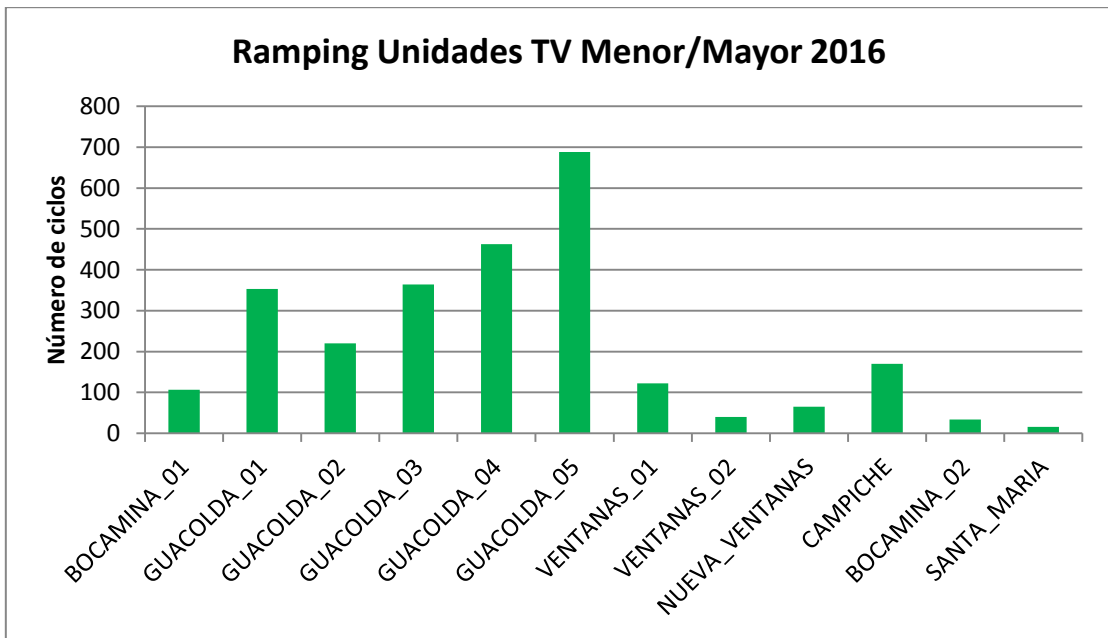


Figura 88: Resultados para ciclos de ramping de centrales carboneras en operación anual 2016

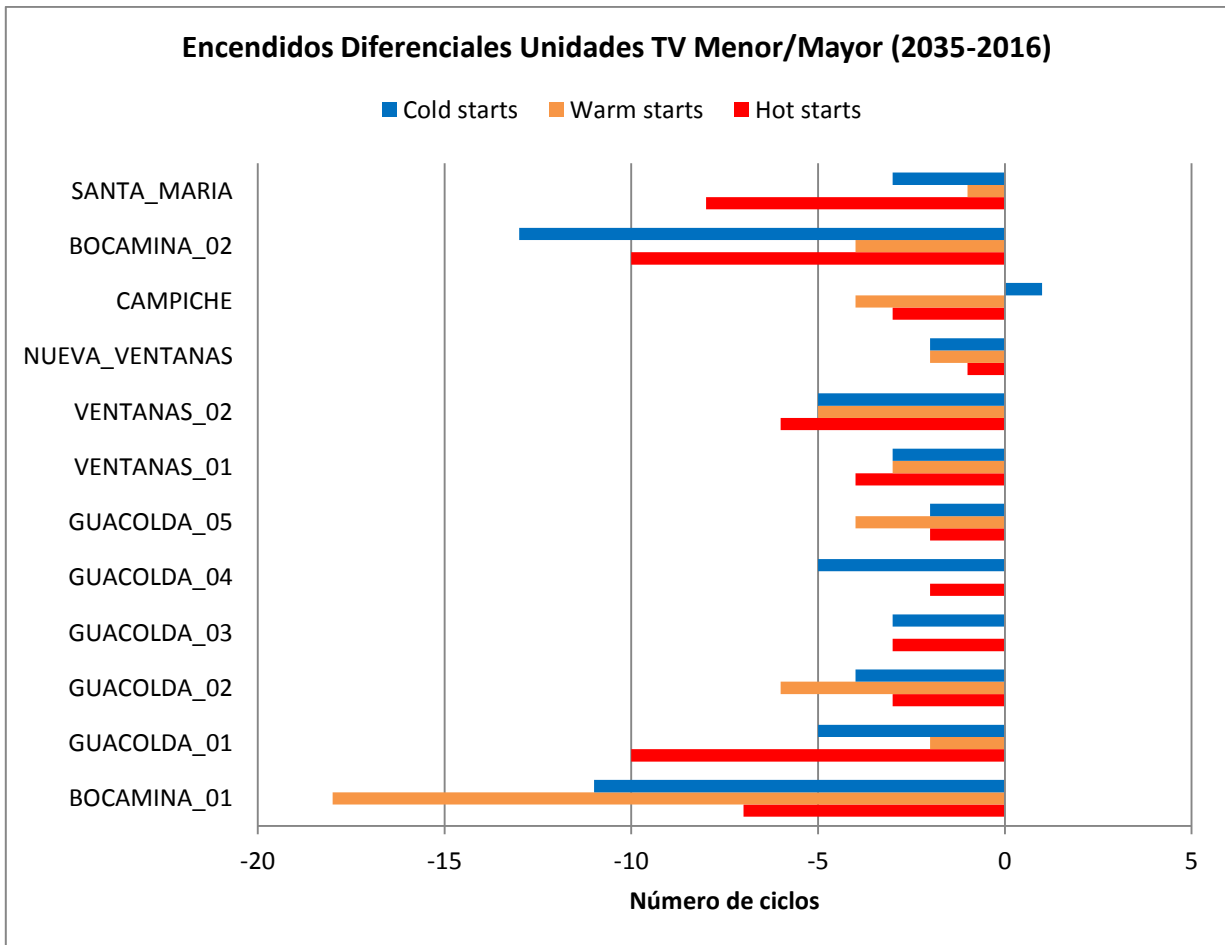


Figura 89: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales carboneras

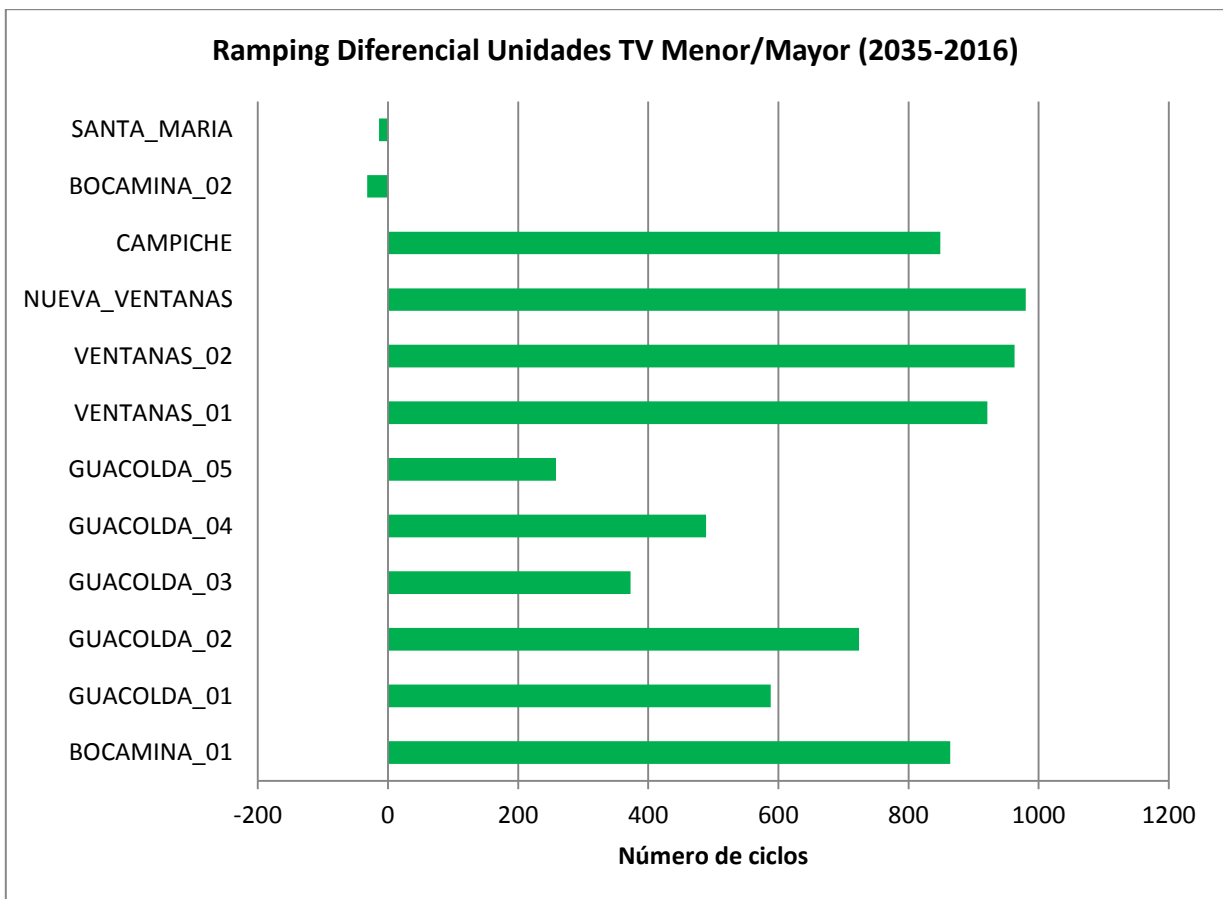


Figura 90: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales carboneras

Como se mencionó en el caso de estudio 1, en las operaciones proyectadas para 2030 y 2035 no se observan encendidos para las centrales TV más allá de un ciclo anual debido al mantenimiento programado. Debido a esto, la figura 89 muestra una disminución generalizada del *cycling* de encendidos respecto de 2016 que se contrapone con lo esperable ante un aumento de penetración de generación variable. Esto ocurre al provenir la operación 2016 de perfiles de generación reales históricos, donde la operación de las centrales no sólo está definida por un modelo matemático de predespacho económico como en el caso de los perfiles de generación sintéticos proyectados para 2030 y 2035, sino que también contiene acciones de redespacho efectuadas ese año, entre otras indicaciones que entrega el CEN a las centrales en condiciones de operación real del sistema eléctrico.

En cuanto al ramping, la figura 90 muestra un importante crecimiento de operación en seguimiento de carga de las centrales de tipo TV Menor, lo que al igual que en el caso de estudio 1 obedece al mayor requerimiento de balance de potencia por parte del sistema debido al aumento de penetración de la generación variable. Cabe destacar que entre los años 2016 y 2035, la generación esperada en el ejercicio de planificación de largo plazo para la tecnología solar fotovoltaica asciende de 5% a 24%, mientras que en el caso de la tecnología eólica terrestre, su generación esperada escala de un 5% a 14% [6].

Similarmente, a continuación se muestra gráficamente el nivel de operación cíclica para las centrales de tipo TGCC y TGCA en 2016, seguido de los gráficos diferenciales entre el nivel de *cycling* 2035 y 2016 para los mismos tipos. Se omiten los resultados para la operación cíclica de estas centrales en 2030 y 2035 al corresponder estos a un subconjunto de los ya incluidos en el caso de estudio 1:

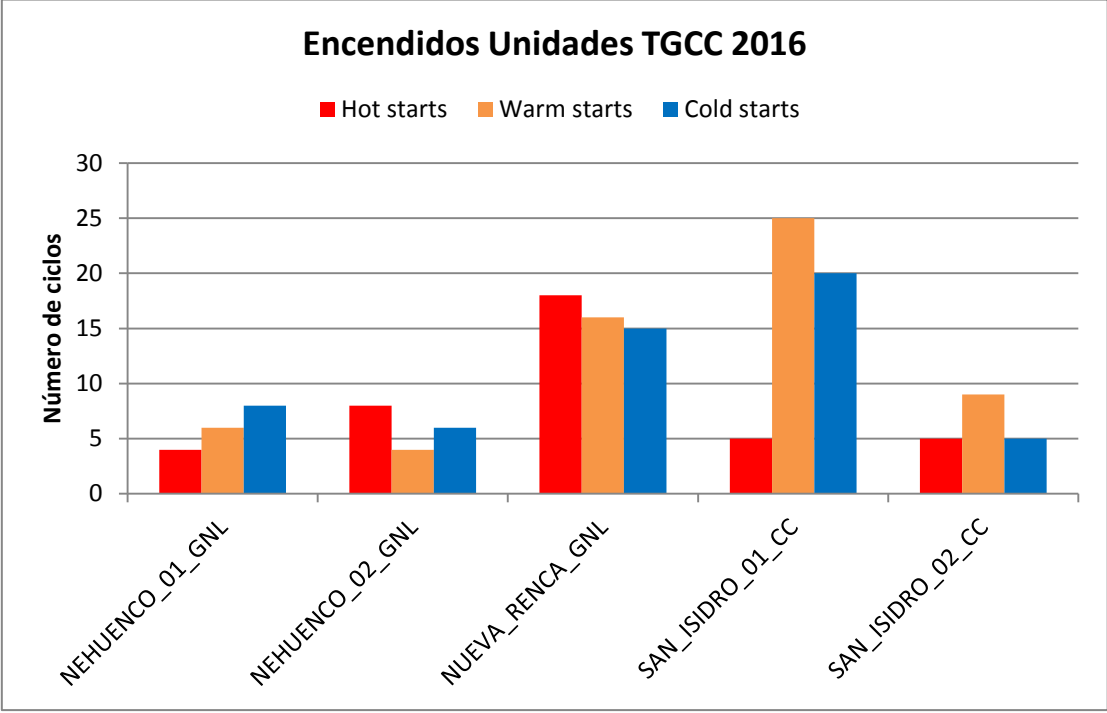


Figura 91: Resultados para ciclos de encendido de centrales de ciclo combinado en operación anual 2016

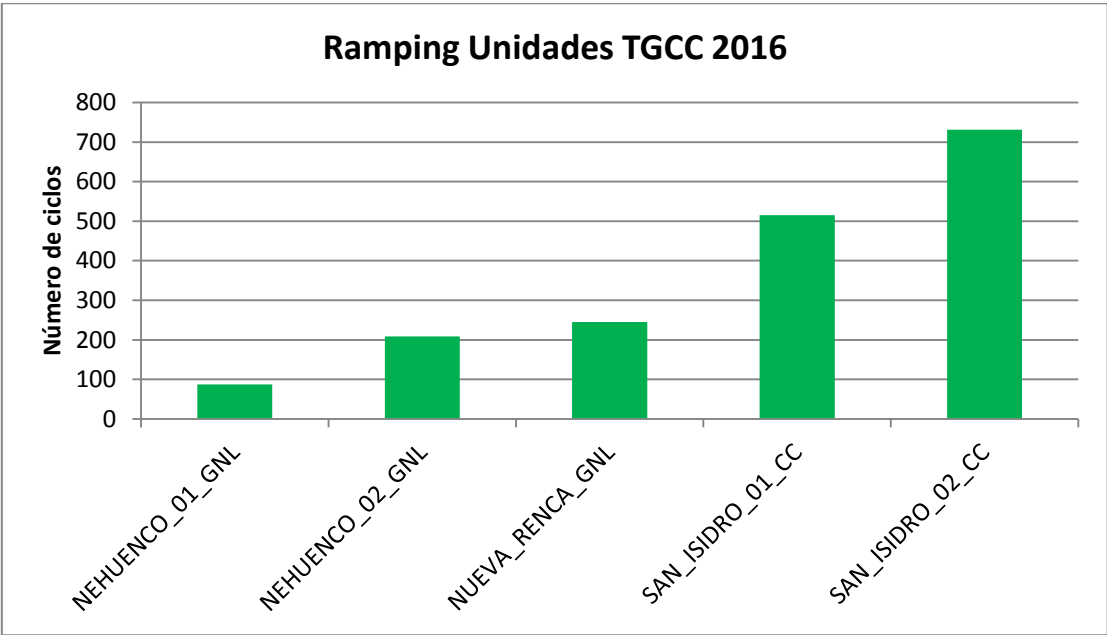


Figura 92: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado en operación anual 2016

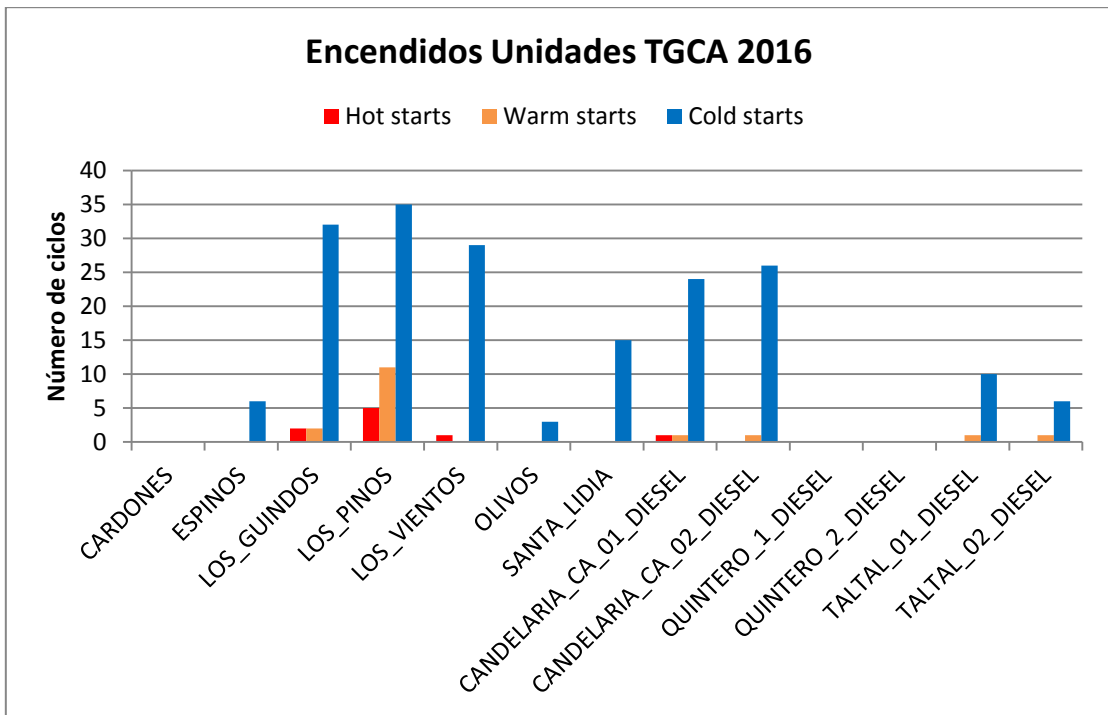


Figura 93: Resultados para ciclos de encendido de centrales de ciclo abierto en operación anual 2016

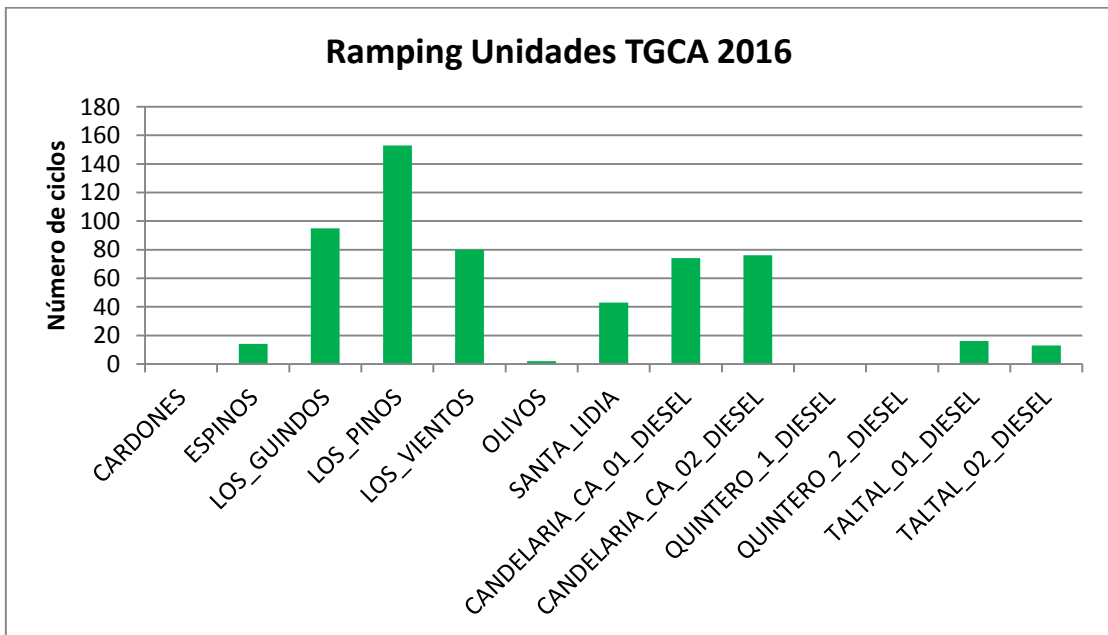


Figura 94: Resultados para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto en operación anual 2016

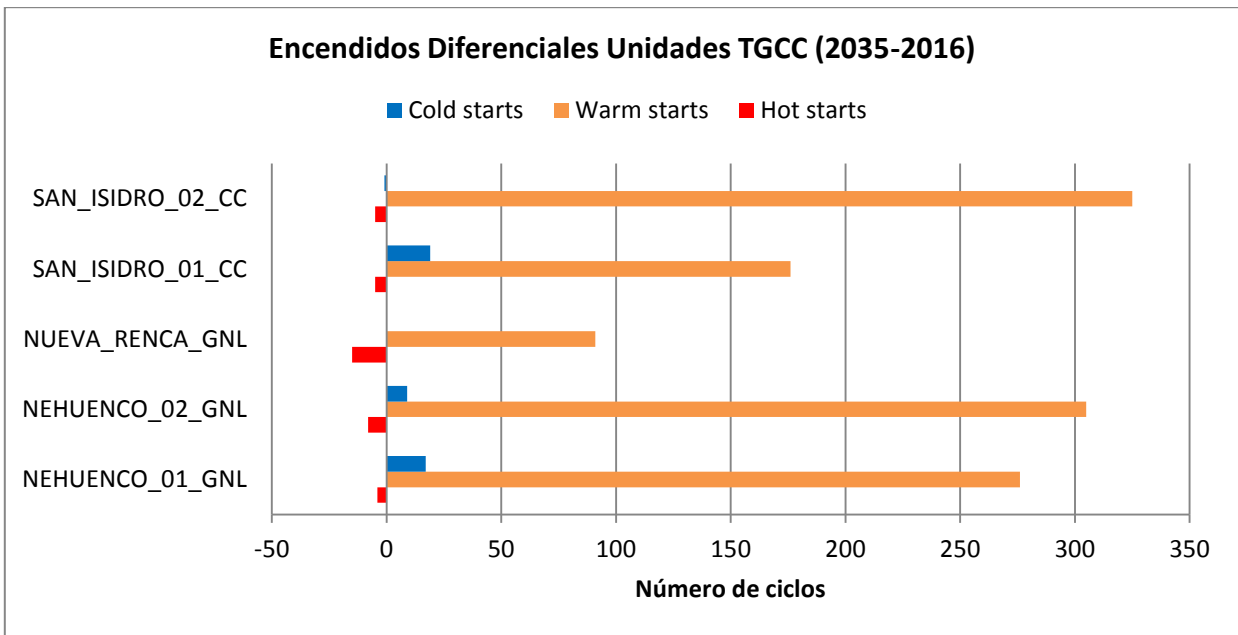


Figura 95: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales de ciclo combinado

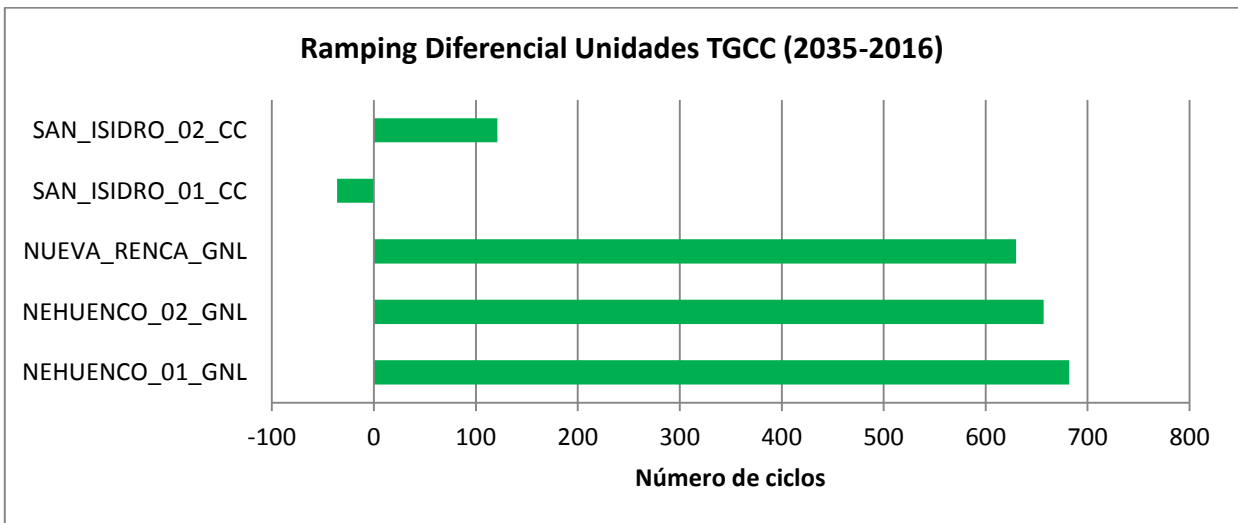


Figura 96: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales de ciclo combinado

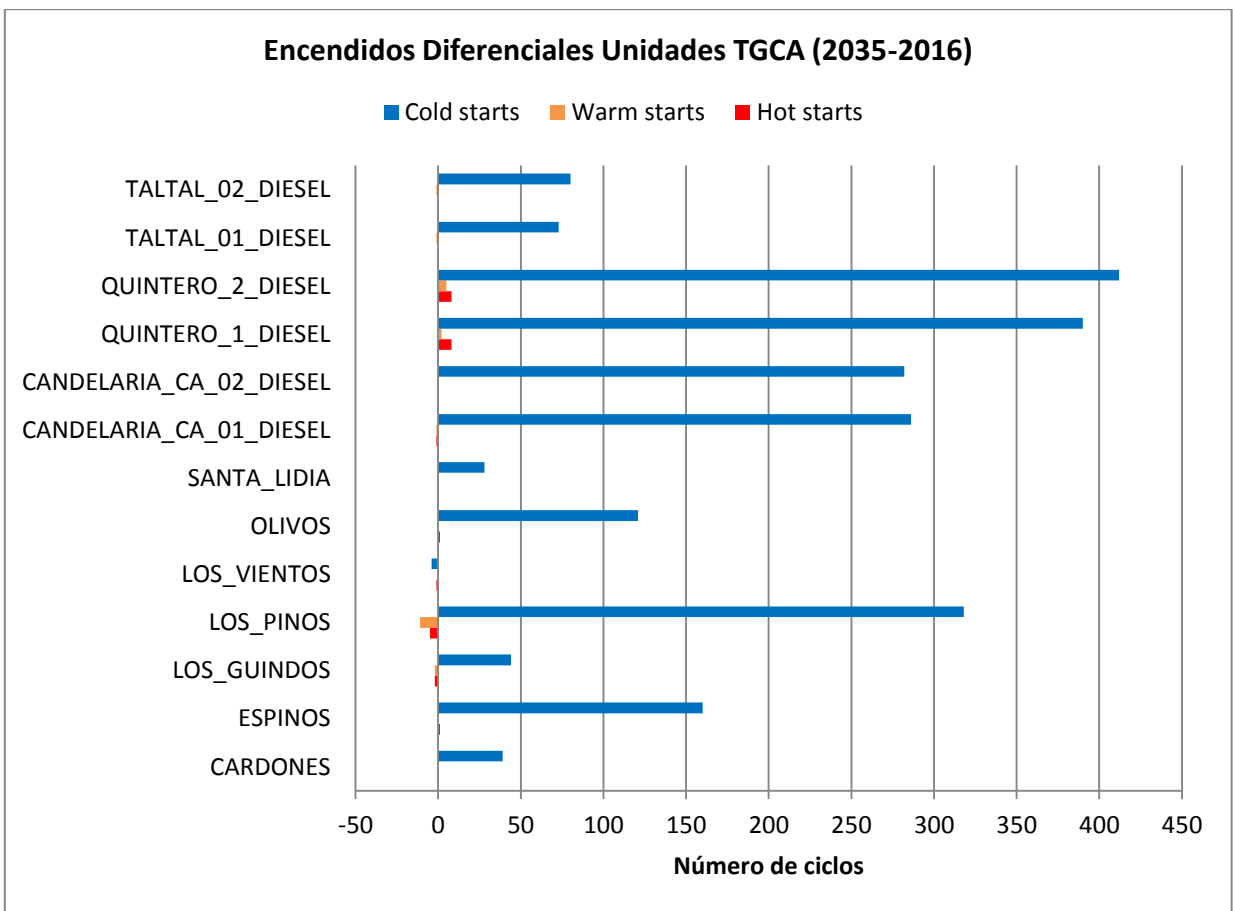


Figura 97 Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de encendido de centrales de ciclo abierto

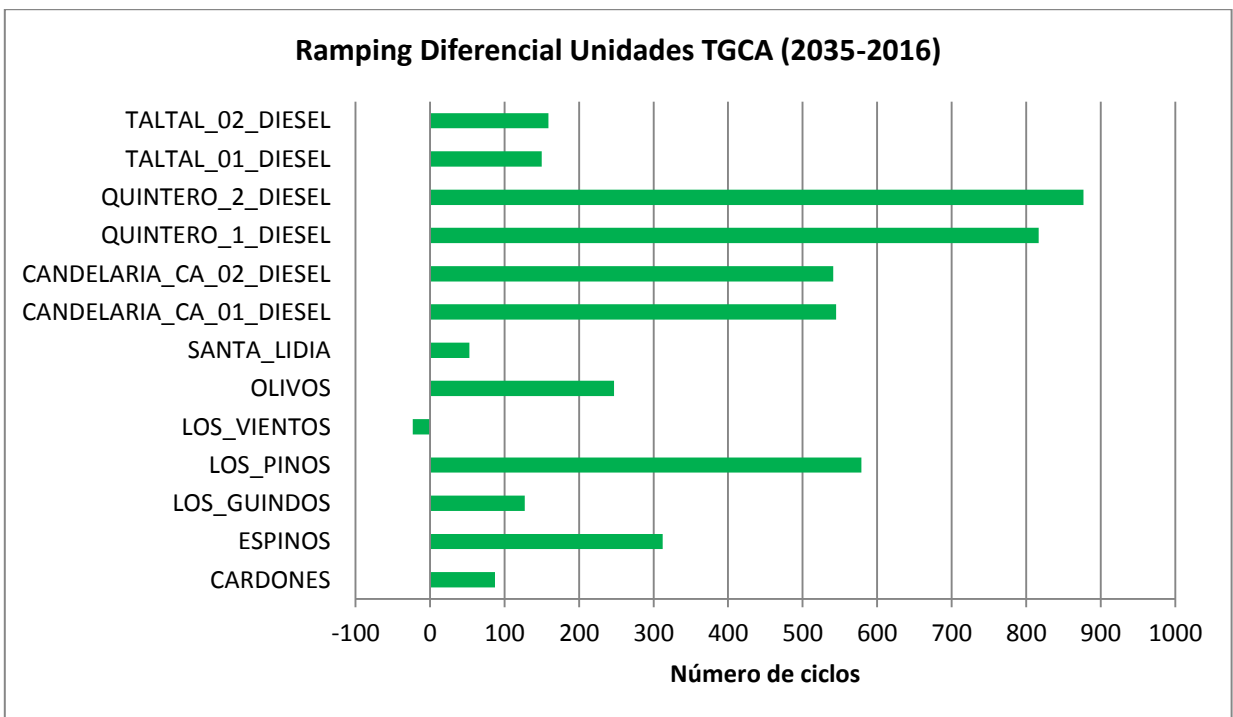


Figura 98: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para ciclos de ramping de centrales de ciclo abierto

De las figuras anteriores es posible notar un claro y generalizado aumento de la operación cíclica a largo plazo, lo que obedece al importante aumento en participación de la generación variable hacia 2035. A continuación se muestran algunos ejemplos puntuales de incrementos importantes en *cycling* entre 2016 y 2035 como respuesta a la mayor penetración de tecnologías renovables variables:

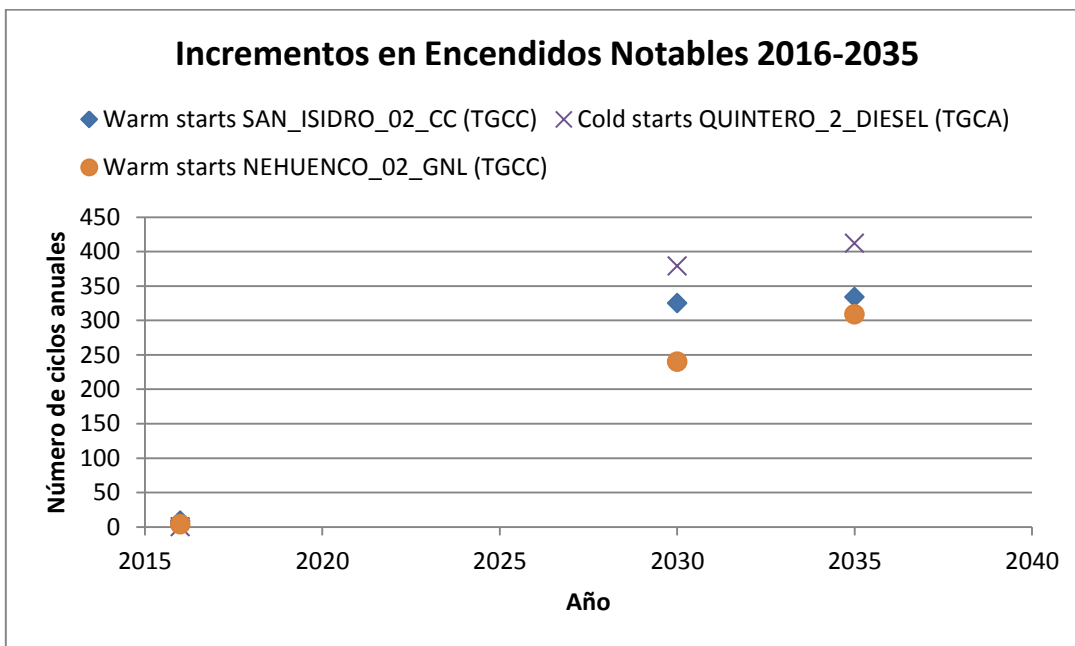


Figura 99: Casos de incremento notable en los encendidos de centrales térmicas de la zona SIC entre 2016 y 2035

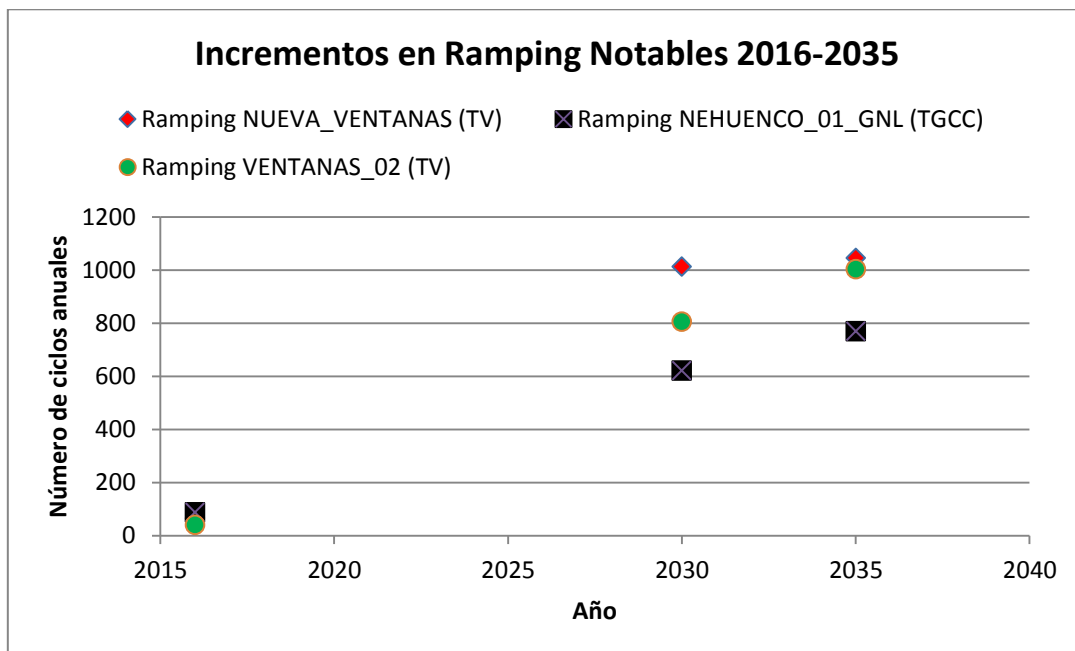


Figura 100: Casos de incremento notable en el ramping de centrales térmicas de la zona SIC entre 2016 y 2035

4.2.2. Sobrecostos Asociados

A continuación se muestran los sobrecostos anuales promedio que experimentan los distintos tipos de centrales del SIC estudiadas atribuibles al nivel de ciclaje mostrado anteriormente para el 2016:

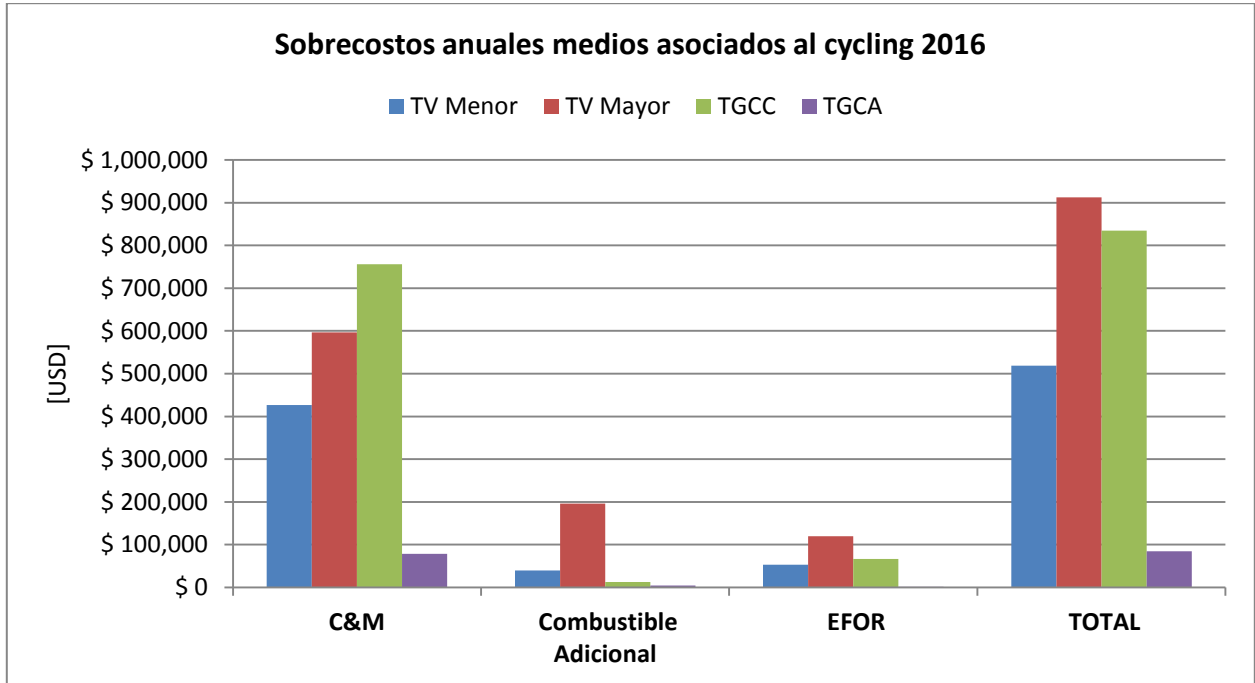


Figura 101: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2016

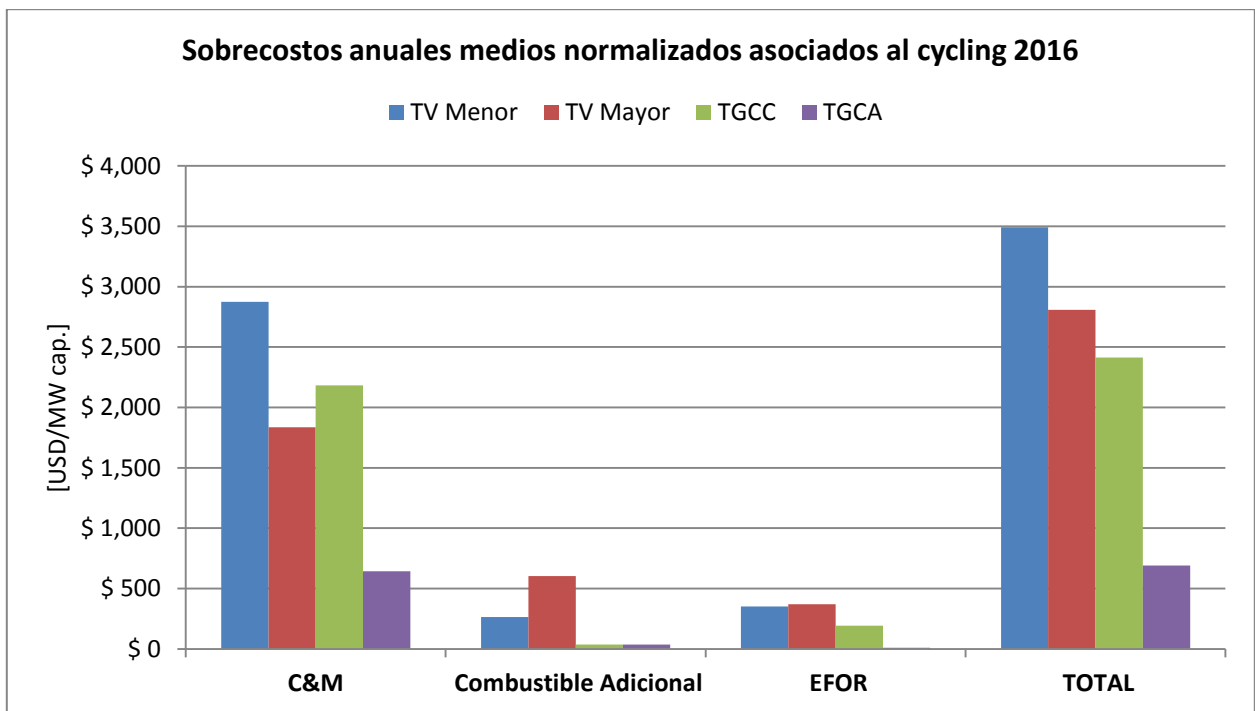


Figura 102: Sobrecostos anuales medios normalizados debido al cycling por componente de costo y tipo de central a 2016

De estos resultados de valorización para 2016 es posible ver que el sobrecosto de capital y mantenimiento sigue siendo el componente de costo de *cycling* protagonista, incluso con la relativamente baja penetración de generación variable en este caso base (10% de generación combinada entre tecnologías solar fotovoltaica y eólica terrestre) [6]. Sin embargo, cabe destacar que el volumen de sobrecostos totales es muy bajo comparado con los resultados obtenidos en el caso de estudio anterior para los horizontes temporales 2030 y 2035, lo que nuevamente obedece al aumento en penetración de generación variable y el consecuente mayor requerimiento por operación cíclica.

De la figura 102 es posible observar que para la operación 2016 los sobrecostos debido a *cycling* son mayores para las centrales TV que las TG, al contrario de lo visitado en el caso de estudio 1. Esto proviene de que los ciclos de encendido requeridos por el sistema fueron repartidos de manera más homogénea entre los tipo de central por la operación real 2016. Cabe recordar que los perfiles analizados para este caso contienen acciones de redespacho, entre otras acciones ordenadas por el CEN para con las centrales que son imprevisibles por la modelación de operación realizada para obtener los perfiles de generación sintéticos de la operación 2030 y 2035 estudiadas en el presente trabajo. Dicho esto, el modelo matemático de operación que decide en el caso de los horizontes temporales proyectados tiende a asignarle una operación continua a las centrales de tipo TV (minimizando ciclos de encendido) y una operación más intermitente a las centrales de tipo TG.

Lo anterior es, por supuesto, más claro de ver en escenarios de penetración de generación variable mayor, donde incluso si se consideraran las condiciones y ocurrencias propias de la

operación real (redespacho, contingencias, entre otras) las centrales de tipo TG describirían estrictamente mayor cantidad de ciclos de encendido, obedeciendo a sus características tecnico-económicas respecto de las centrales TV. Como aproximación a dicha descripción, se muestran a continuación las diferencias entre resultados para valorización de la operación cíclica 2035 y 2016:

Resumen sobrecostos medios normalizados diferenciales (2035-2016)					
Tipo Central	Sobrecosto C&M [USD/MW cap.]	Sobrecosto Combustible Adicional [USD/MW cap.]	Sobrecosto EFOR [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [dif % 2016]
TV Menor	\$ 747	-\$ 232	-\$ 302	\$ 213	6.1%
TV Mayor	-\$ 1,717	-\$ 553	-\$ 327	-\$ 2,597	-92.5%
TGCC	\$ 14,690	\$ 585	\$ 2,102	\$ 17,378	720.2%
TGCA	\$ 7,035	\$ 1,110	\$ 288	\$ 8,433	1220.7%

Tabla 17: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para sobrecostos anuales medios normalizados

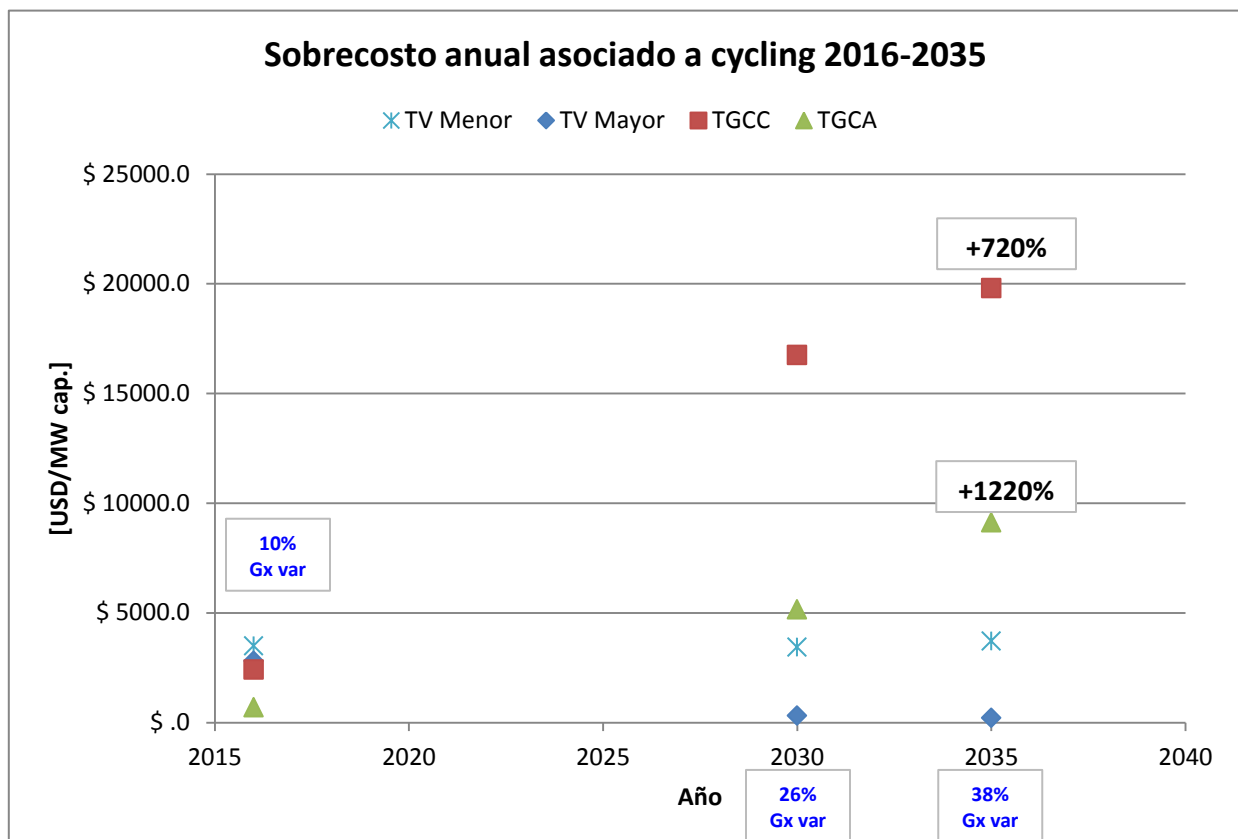


Figura 103: Evolución del sobrecosto anual medio normalizado asociado al cycling por tipo de central entre 2016 y 2035

De este análisis diferencial es claro ver que a medida que crece la participación de la generación variable, el nivel de *cycling* y su sobre costo asociado aumenta fuertemente, y las centrales TGCC y TGCA toman el protagonismo en cuanto a la provisión de dicha operación cíclica.

Finalmente, a fin de reforzar el importante aumento en operación cíclica que experimentarían las centrales TGCC a largo plazo, se muestra a continuación el impacto del *cycling* en EFOR a 2016, el que corresponde sólo a un 20% de los impactos revisados para 2030 y 2035:

EFOR TGCC 2016			
Nombre central	Riesgo asociado a EFOR por cycling [USD/MW cap.]	Riesgo asociado a EFOR total [USD/MW cap.]	Participación cycling
NEHUENCO_01_GNL	\$ 118	\$ 1,642	7.2%
NEHUENCO_02_GNL	\$ 105	\$ 1,629	6.4%
NUEVA_RENCA_GNL	\$ 289	\$ 1,814	16.0%
SAN_ISIDRO_01_CC	\$ 335	\$ 1,860	18.0%
SAN_ISIDRO_02_CC	\$ 114	\$ 1,639	7.0%
PROMEDIO	\$ 192	\$ 1,717	10.9%

Tabla 18: Impacto del cycling en el riesgo asociado a EFOR de centrales TGCC a 2016

4.3. Caso de Estudio 3

A continuación se muestran los resultados para la operación cíclica proyectada en centrales de generación térmica a partir de ERNC, a partir de los resultados de los estudios de planificación y análisis de CP del Proceso de PELP. Este análisis reducido corresponde a la central solar CSP “CERRO_DOMINADOR”, actualmente en construcción, y a la central geotérmica “CERRO_PABELLON”, actualmente en operación comercial.

4.3.1. Nivel de Ciclaje

A continuación se muestran los resultados para la operación cíclica de las centrales mencionadas anteriormente, para ambos horizontes temporales 2030 y 2035:

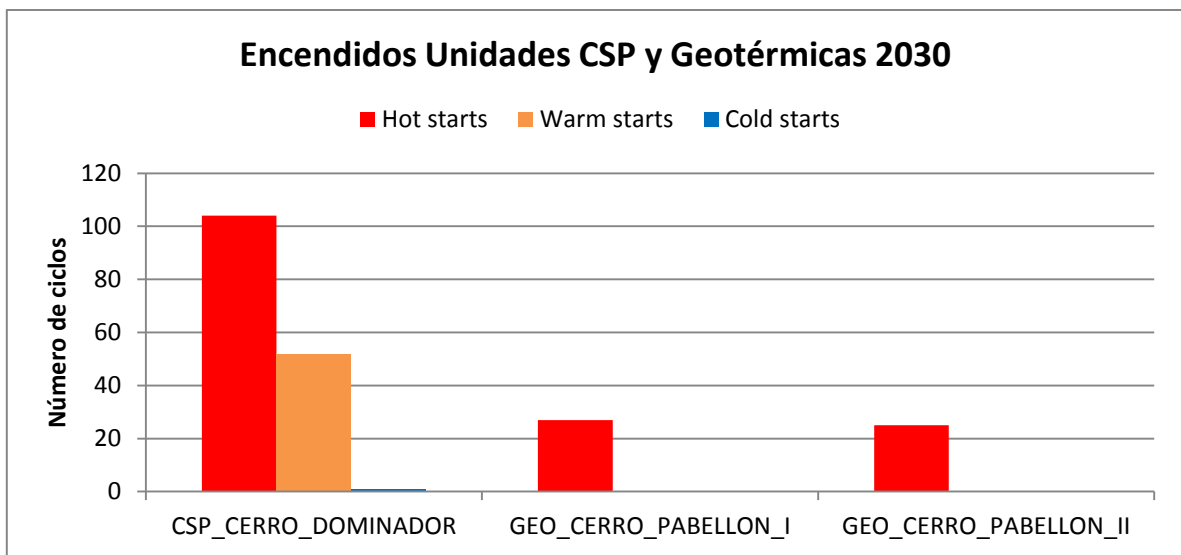


Figura 104: Resultados para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2030

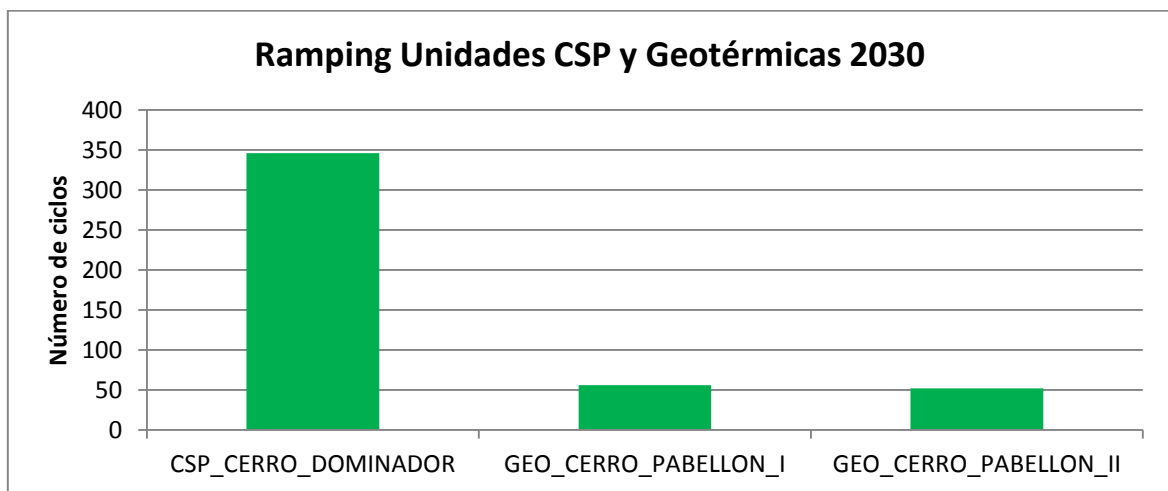


Figura 105: Resultados para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2030

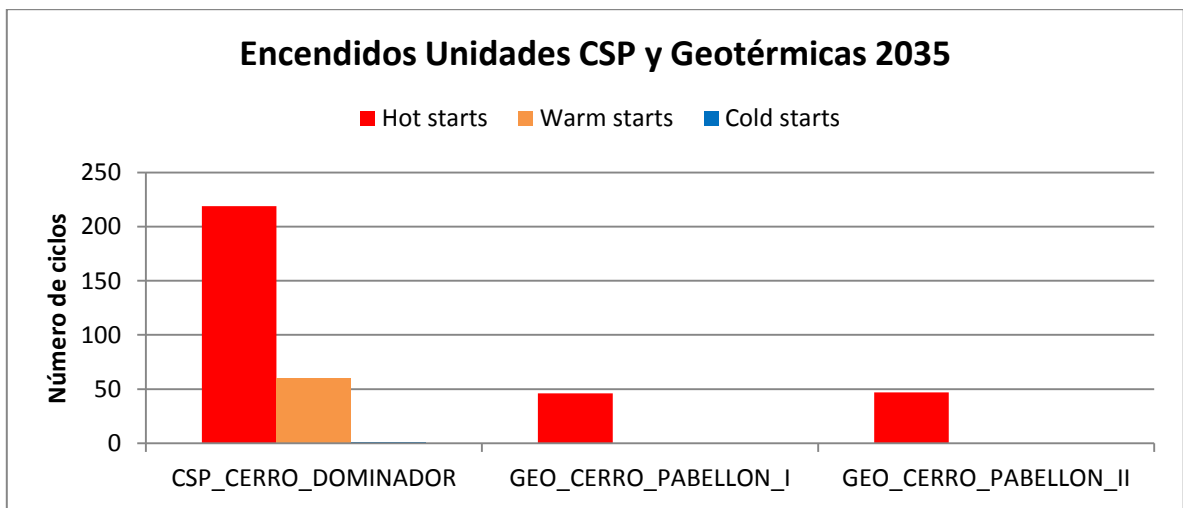


Figura 106: Resultados para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2035

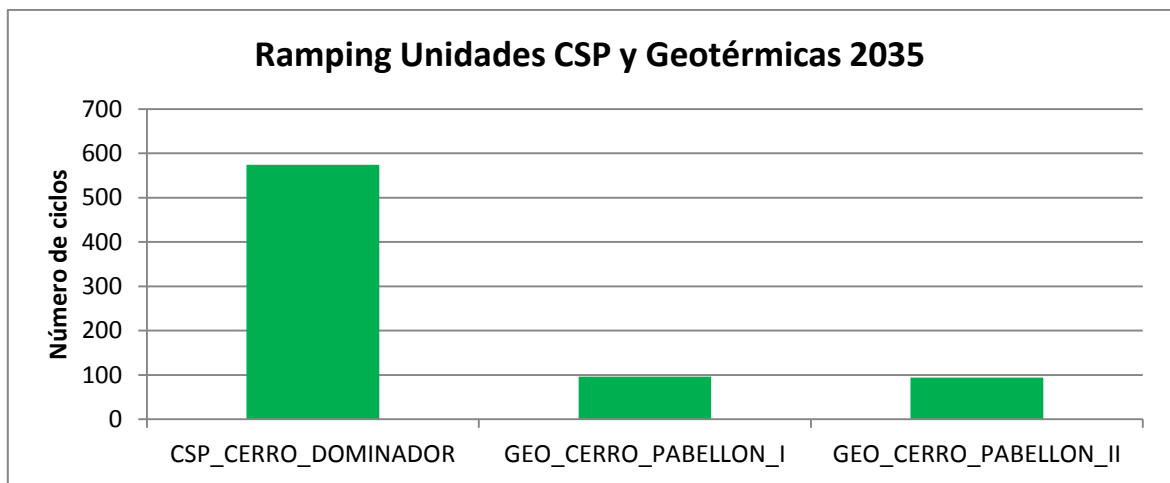


Figura 107: Resultados para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas en operación anual 2035

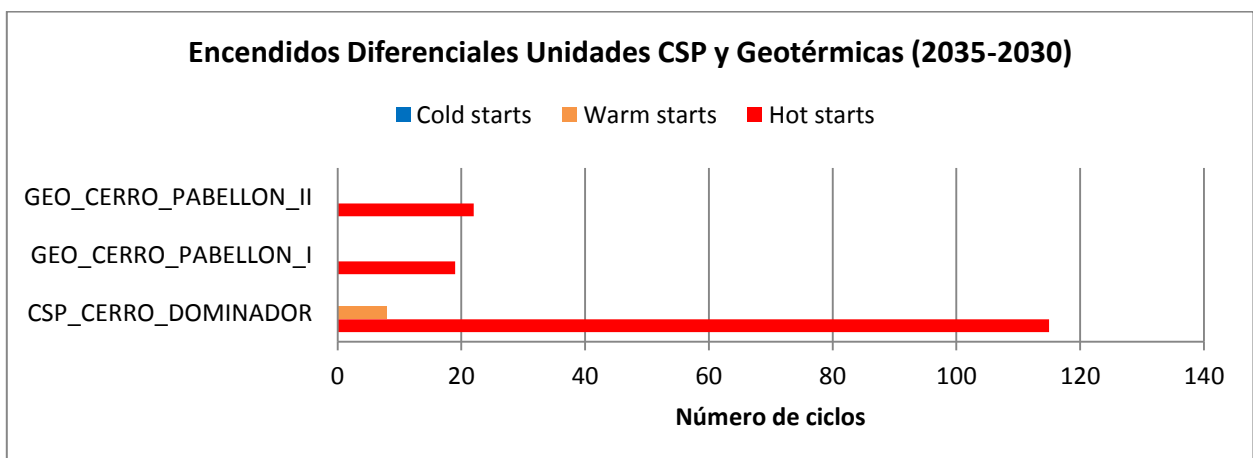


Figura 108: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de encendido de centrales CSP y geotérmicas

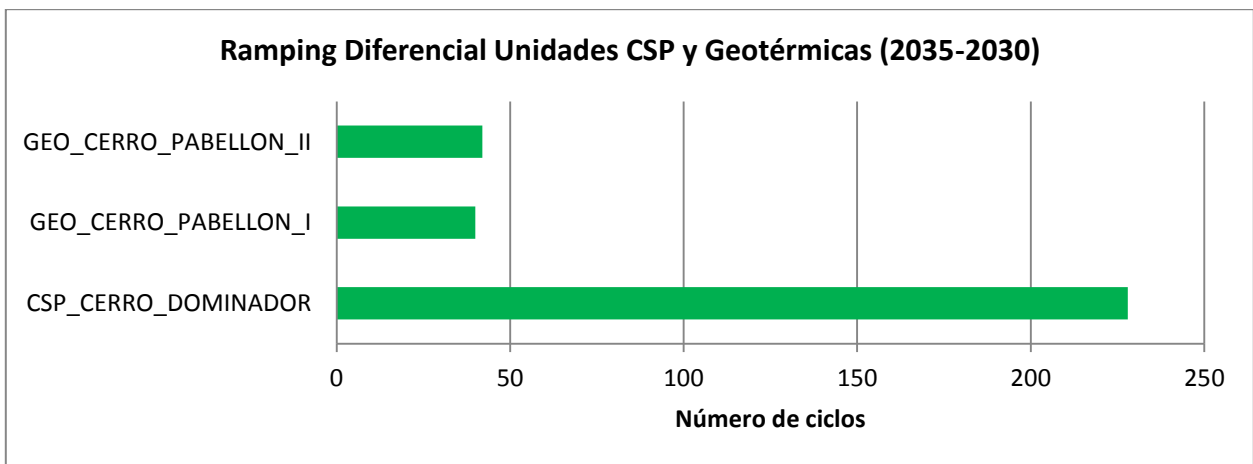


Figura 109: Diferencias entre resultados 2035 y 2030 para ciclos de ramping de centrales CSP y geotérmicas

De las figuras anteriores es posible observar que existe cierto nivel de operación cíclica para estas centrales térmicas a partir de ERNC, el que para ambas tecnologías aumenta entre 2030 y 2035, duplicando sus ciclos de encendido en caliente y de *ramping* en respuesta al aumento en penetración de generación variable que experimenta el sistema, citado en los casos de estudios anteriores.

Para el caso de la central geotérmica, los ciclos de apagado y encendido registrados se describen en algunos amaneceres y atardeceres a lo largo de los años de análisis y tienen una corta duración. De esta forma, estas centrales aportan al balance de potencia en horas donde, particularmente en la zona SING, la generación solar fotovoltaica describe rampas de subida/bajada pronunciadas.

Por su parte, la central solar CSP posee una operación inherentemente cíclica, al operar normalmente transfiriendo la energía calórica del sol a sus sales fundidas durante el día, y luego transfiriendo aquella energía almacenada a una TV durante la noche. De esta forma, los componentes que son similares a los de una central TV convencional (i.e. carbonera) como la caldera o turbina experimentan gradientes térmicos debido al *cycling* en su operación normal.

4.3.2. Sobrecostos Asociados

A continuación se muestran los resultados para la valorización del *cycling* de centrales térmicas a partir de ERNC referentes a los dos componentes de sobrecosto asociados a daños. El componente de sobrecosto asociado al combustible adicional por concepto de ciclos de encendido no se incluye en este análisis, puesto que para el caso de la energía solar y geotérmica el combustible o energético primario no posee costo:

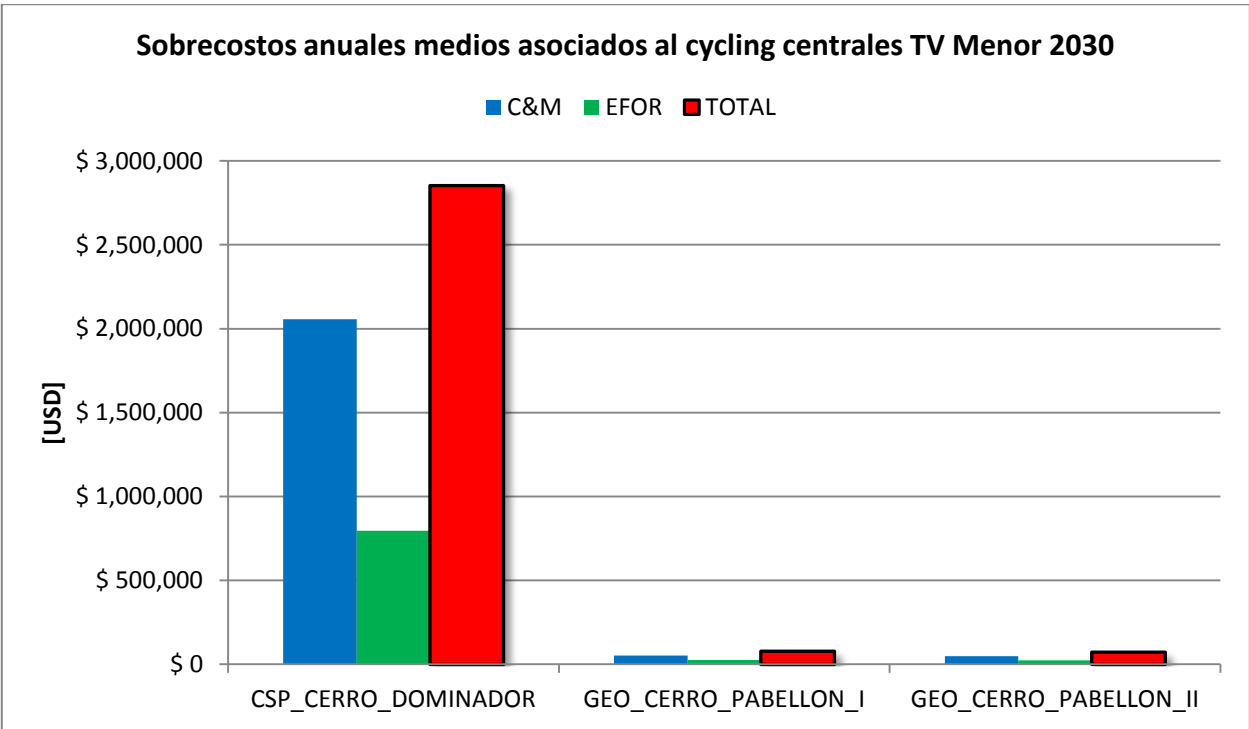


Figura 110: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo a 2030

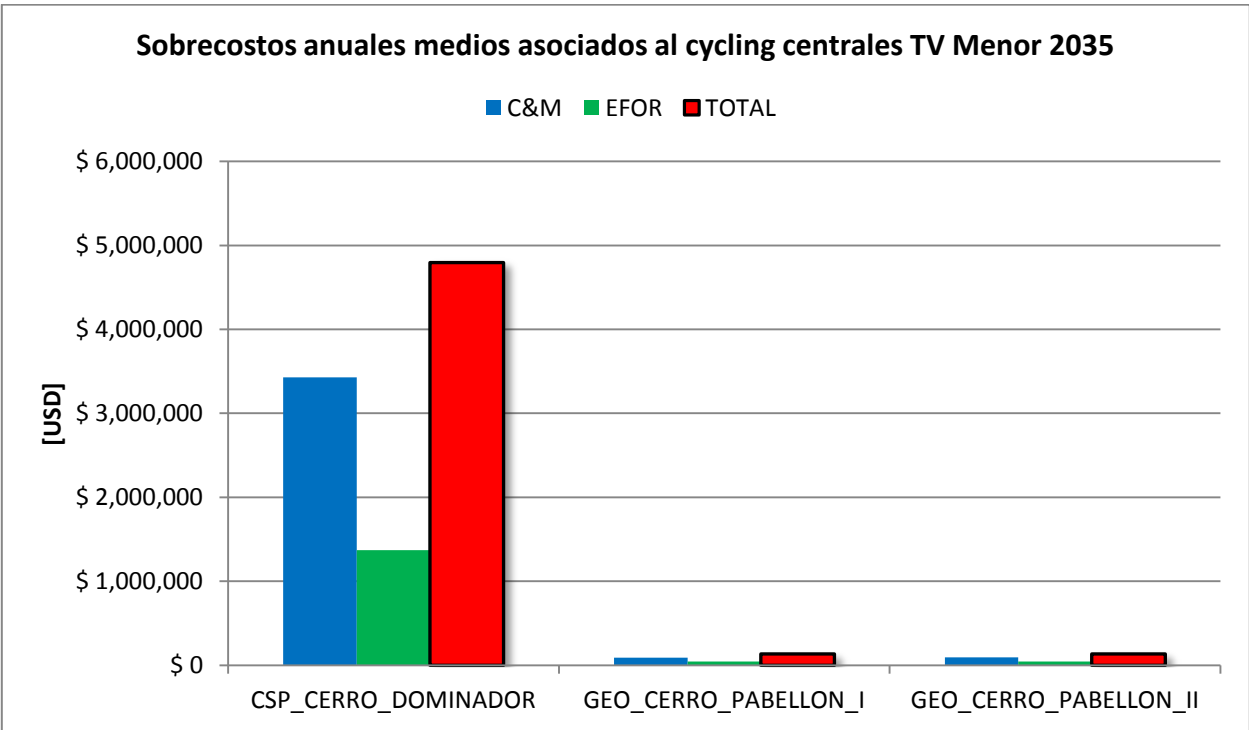


Figura 111: Sobrecostos anuales medios absolutos debido al cycling por componente de costo a 2035

Resumen sobrecostos medios normalizados diferenciales (2035-2030)				
Central	Sobrecosto C&M [USD/MW cap.]	Sobrecosto EFOR [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [USD/MW cap.]	Sobrecosto TOTAL [dif % 2030]
CSP_CERRO_DOMINADOR	\$ 13,854	\$ 5,782	\$ 19,636	68.1%
GEO_CERRO_PABELLON_I	\$ 2,073	\$ 1,066	\$ 3,139	72.4%
GEO_CERRO_PABELLON_II	\$ 2,385	\$ 1,222	\$ 3,607	89.8%

Tabla 19: Diferencias entre resultados 2035 y 2016 para sobrecostos anuales medios normalizados

Es claro ver que el sobrecosto asociado a la operación cíclica de la central solar CSP es mayor que aquel de la geotérmica al describir este un mayor volumen de ciclos de encendido y seguimiento de carga. Junto con esto, cabe destacar que para estas centrales la participación del sobrecosto asociado a indisponibilidad forzada en el total del sobrecosto es considerablemente mayor que para las centrales térmicas convencionales antes evaluadas (hasta más del 50% para las geotérmicas). Esto se debe a que las centrales aquí revisadas poseen un alto factor de planta típico, similar al de las TV Menor/Mayor convencionales, pero poseen un mayor nivel de ciclaje que las anteriores. Así, se podría decir que estas centrales son las que perciben el mayor costo de oportunidad relativo de no estar disponible.

Por otro lado, en términos netos se puede observar de la tabla 19 que los sobrecostos asociados a la operación cíclica de estas centrales aumenta considerablemente de 2030 a 2035, obedeciendo al ya citado aumento en penetración de las tecnologías de generación variable.

5. Discusión Regulatoria

El presente trabajo se ha enfocado en identificar y cuantificar los riesgos económicos a los que se someten los actores en generación térmica debido al nivel de operación cíclica que el sistema demanda de sus instalaciones, en una realidad de creciente penetración de tecnologías de generación variable. De la clasificación detallada de dichos riesgos, discutida en capítulos anteriores, estos se pueden agrupar en dos dimensiones principales en cuanto al origen de los mismos: aquel riesgo económico asociado al diseño de mercado, y aquel asociado a las vicisitudes operativas y su impacto en la infraestructura.

El primer riesgo guarda relación con el hecho de que ciertas centrales térmicas existentes fueron evaluadas económicamente para operación en base, considerando grandes volúmenes de ventas físicas de energía y un bajo nivel de intermitencia durante esta actividad que conforma el *core* de su negocio. Sin embargo, la creciente operación a carga parcial requerida por los sistemas eléctricos a medida que van insertando generación variable a sus matrices, ha reducido el desempeño económico de los actores en este mercado. Cabe destacar que para el SEN, el mercado de la energía es responsable de 2/3 de las transferencias económicas totales, mientras que el tercio restante se divide entre los mercados de potencia y servicios complementarios con 32% y 2% de las transferencias económicas totales respectivamente² [42] [44].

El segundo riesgo guarda relación con que aparte de la evaluación económica, muchas de estas centrales fueron diseñadas técnicamente para operación en base, considerando un bajo nivel de intermitencia y variabilidad. En cuanto a esta dimensión, los elevados sobrecostos debido al *cycling* obtenidos en el capítulo 4, particularmente para el caso de las centrales TGCC y TGCA, llaman a modernizar y flexibilizar dichas instalaciones de manera oportuna. Esto a fin de mitigar tales sobrecostos proyectados a futuro y conjuntamente acelerar la anhelada inserción masiva de tecnologías de generación renovable variable al SEN.

De esta forma, el presente capítulo pretende fundamentar la necesidad del desarrollo de un mercado de SS.CC. que abra una nueva línea de negocios para los actores en generación térmica. Un mercado que vaya progresivamente posicionándose como el nuevo núcleo de su actividad económica, permitiéndoles resolver o mitigar los dos riesgos visitados anteriormente. Se comenta también sobre la experiencia europea en cuanto a la modernización de la flota generadora térmica y el rol que tuvo el rediseño del mercado en este sentido.

5.1. Mercado y SS.CC.

A medida que el sistema eléctrico se descarboniza con la creciente entrada de generadores a partir de ERNC, la energía se torna cada vez más abundante y barata, mientras que la flexibilidad o la capacidad de redistribuir aquella energía de manera eficiente y segura se vuelve

² Cálculo simplificado a partir del Balance de Facturación del SIC correspondiente al mes de octubre 2017 [42].

cada vez más escasa y valiosa [44]. De esta forma, este cambio de paradigma para los mercados eléctricos llama a replantearse el concepto de suficiencia.

La suficiencia ha sido históricamente asociada a la disponibilidad de capacidad adicional a los niveles máximos que alcanza la demanda, a fin de admitir nueva demanda asociada al crecimiento económico y vegetativo. Así, uno de los desafíos para el sector eléctrico fue incentivar la inversión en infraestructura de generación de tal manera de poder adelantarse a aquel crecimiento en la demanda con suficiente holgura, a fin de evitar a toda costa un escenario de escasez energética. En Chile esto se fomentó a través del pago por potencia o capacidad, esquema en el cual los actores en generación reciben un pago asociado a su potencia de suficiencia independiente de si operan inyectando energía al sistema o no, a diferencia del mercado de energía (spot). Cabe destacar que a la fecha el SEN cuenta aproximadamente con un 151% de sobreinstalación y que el mercado de capacidad es responsable de alrededor de 1/3 de las transacciones económicas totales realizadas el mercado eléctrico nacional [6] [42].

Con lo anterior en mente, se podría convenir en que la suficiencia por capacidad conformó un desafío del pasado y hoy se encuentra superado en gran medida. El desafío actual para los mercados eléctricos corresponde a incentivar la operación flexible de los distintos recursos, a fin de alcanzar niveles adecuados de suficiencia de flexibilidad que admitan la inserción de los medios de generación variables que proveen energía en abundancia y a bajo costo. Lamentablemente, el mercado de capacidad conforma hoy una amenaza para la mejora en flexibilidad y la eficiencia económica en general de los sistemas. Esto pues los pagos por capacidad no premian a ciertas centrales beneficiarias por ser flexibles, y al contrario, preservan económicamente otras centrales que son muy inflexibles [45] [46].

La transición de un diseño de mercado donde el desafío de suficiencia de capacidad se replantee como suficiencia de flexibilidad, entendiendo este último como el recurso realmente escaso y valioso en el nuevo paradigma de generación variable, debiera tener como consecuencia una importante redistribución de las transferencias económicas entre los submercados. Para el caso chileno, se esperaría que progresivamente se desplazaran dineros desde los mercados de capacidad y energía, en los cuales no se refleja el costo o valor de la flexibilidad operacional, hacia el mercado de servicios complementarios.

Para esto es necesaria la introducción de nuevos SS.CC. en la regulación nacional, que remuneren los distintos recursos de flexibilidad operacional. Particularmente, aquellos relacionados con la operación cíclica de centrales térmicas convencionales como lo son la descripción de ciclos de seguimiento de carga significativos y la operación intermitente [11]. En 2.4.2 se visitaron las definiciones de SS.CC. de algunos países cuyos mercados de flexibilidad cuentan con un alto nivel de desarrollo, donde la operación cíclica referida anteriormente es efectivamente valorada como un producto en sí mismo en sus distintas expresiones. De estas, se destaca la clasificación conceptual utilizada en Estados Unidos (CAISO y PJM) para con la operación cíclica por su simplicidad y permitir reflejar adecuadamente las maniobras de *cycling*.

El esquema de provisión y remuneración de los nuevos servicios complementarios que se introduzcan debe responder o aproximarse a mecanismos de mercado en la mayor medida posible, permitiendo la competencia entre los distintos actores a fin de asegurarlos menores precios posibles a los consumidores finales por concepto de flexibilidad. Por otro lado, deben

incentivar la inversión en la modernización de las instalaciones de generación y otros recursos para prestar flexibilidad operacional [11] [44].

Como se revisó en 2.4.1, en Chile actualmente no existe mercado de SS.CC., al ser la prestación de los mismos de carácter obligatoria e instruida exclusivamente por el CEN. De esta forma, los propietarios de instalaciones de generación, y de otras clases de infraestructura que podrían participar, no ven señales económicas para desarrollar casos de negocios en torno a la provisión de servicios complementarios. Así, a la fecha los incentivos para modernizar y flexibilizar las instalaciones son muy bajos [18].

Sin embargo, recientemente fue ingresado a Contraloría un nuevo Reglamento de Servicios Complementarios, asociado a la nueva Ley General de Servicios Eléctricos ([32]), cuyo borrador se ha publicado para consulta pública y da luces de algunos avances en este sentido que podrían entrar en vigencia en los próximos años. La principal modificación al Reglamento va justamente en la dirección mencionada en los párrafos anteriores, al dejar atrás el esquema de provisión obligatoria decidida de manera centralizada por el CEN para los servicios. Se definen procesos de licitaciones o subastas para la provisión, según el plazo de prestación, y solo se vuelve a la lógica de provisión obligatoria cuando los procesos anteriores se declaren desiertos o no se consideren competitivos [47].

Una propuesta alternativa y complementaria al desarrollo del mercado de SS.CC. que comienza en el sector eléctrico nacional con lo mencionado anteriormente, podría ir más por el camino de una imposición regulatoria por flexibilidad de parte de las centrales térmicas o bien un alto desincentivo económico a no contar con prestaciones para brindar aquella flexibilidad. Un esquema tal podría materializarse como una reforma al pago por potencia, donde la potencia de suficiencia que se le reconozca a las centrales sea una función de algunos parámetros clave respecto de la flexibilidad de la central, como lo son el rango de operación, la capacidad de rampa y los tiempos de encendido y apagado, entre otros. De esta forma, el pago por potencia cumpliría el rol de preservar económicamente a centrales térmicas que describan un bajo volumen de ventas físicas, pero que de ser requeridas por el sistema, cuentan con prestaciones para responder oportunamente. Así, la remuneración por capacidad podría progresivamente ir transformándose de un instrumento que garantizaba la suficiencia de capacidad, a uno que garantice la suficiencia de flexibilidad del sistema.

Una opción más impositiva podría ser el decreto de retiro de centrales térmicas de muy larga data, cuyas inversiones ya se encuentren recuperadas y posean bajas prestaciones para proveer flexibilidad. Una regulación tal no solo conformaría una política fuerte en términos del mejoramiento de la flota de generación térmica, sino que también en términos de la descarbonización del parque.

5.2. Experiencia Europea en Modernización del Parque Térmico

El desarrollo del mercado de SS.CC. en los distintos mercados europeos ha conformado el hilo conductor para la modernización y mejoramiento de las características de flexibilidad de sus centrales térmicas en los últimos años. Esto ante una seria necesidad por ingresos adicionales por parte de estos actores, en un contexto de menores precios y menores ventas físicas producto de la proliferación de las tecnologías de generación renovable variable. Este peor desempeño en el mercado de la energía por concepto de la alta competencia que han introducido los generadores variables, se suma al riesgo que perciben las centrales térmicas de los crecientes costos futuros asociados a emisiones de gases de efecto invernadero, en el contexto actual de descarbonización generalizada en los sistemas de infraestructura de gran escala [18].

Con la entrada de los actuales mercados de SS.CC., que operan mediante mecanismos de mercado como los visitados en la regulación australiana y estadounidense en 2.4.2, y ante un escenario de sobreinstalación térmica, se generó mucha competencia para la provisión de dichos servicios. Esto llevó a su vez a que los propietarios de las instalaciones compitieran fuertemente en modernizar sus centrales para poder obtener el mayor valor posible de ellas en estos mercados, generándose así un círculo virtuoso para dichos actores [18]. A continuación se muestra el impacto de lo anterior en la distribución de los márgenes operacionales por tipo de mercado para distintas centrales italianas:

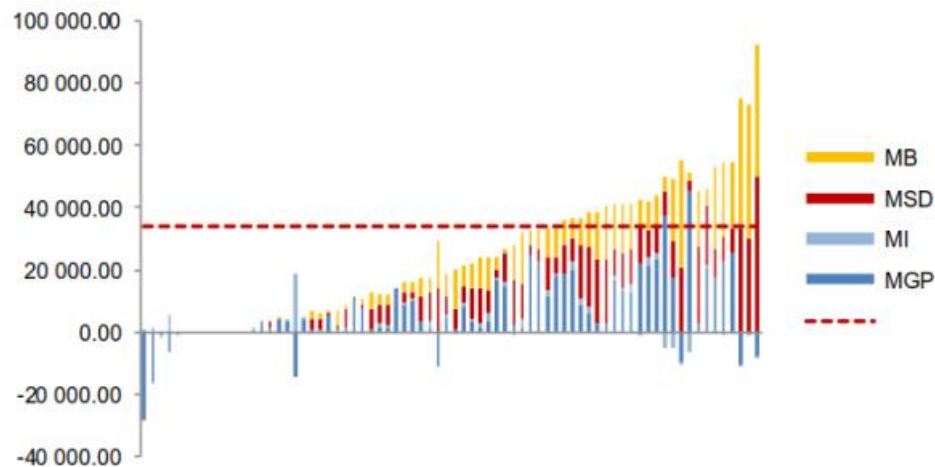


Figura 112: Distribución de márgenes operacionales por mercado para distintas centrales TGCC italianas en 2015. Eje ordenado corresponde a márgenes en [€/MW]. Línea discontinua corresponde a margen medio. MB y MSD son mercados de SS.CC. de balance, MI y MGP son mercados de energía (intradía y day-ahead respectivamente) [48]

De esta figura es posible observar como los mercados de SS.CC. juegan un rol central en mantener la rentabilidad de las centrales TGCC, que participan cada vez menos en los mercados de energía. La figura muestra incluso algunas centrales que tienen márgenes negativos en los

mercados de energía, pero logran rentar gracias a sus ingresos en los mercados de balance o servicios complementarios.

Existen varias características técnicas de las centrales térmicas que pueden mejorarse para prestar mayor flexibilidad operacional al sistema y así desempeñar mejor en los mercados de servicios de balance. A continuación se muestran algunos resultados de proyectos de mejora desarrollados por la empresa Engie Laborelec a centrales europeas:

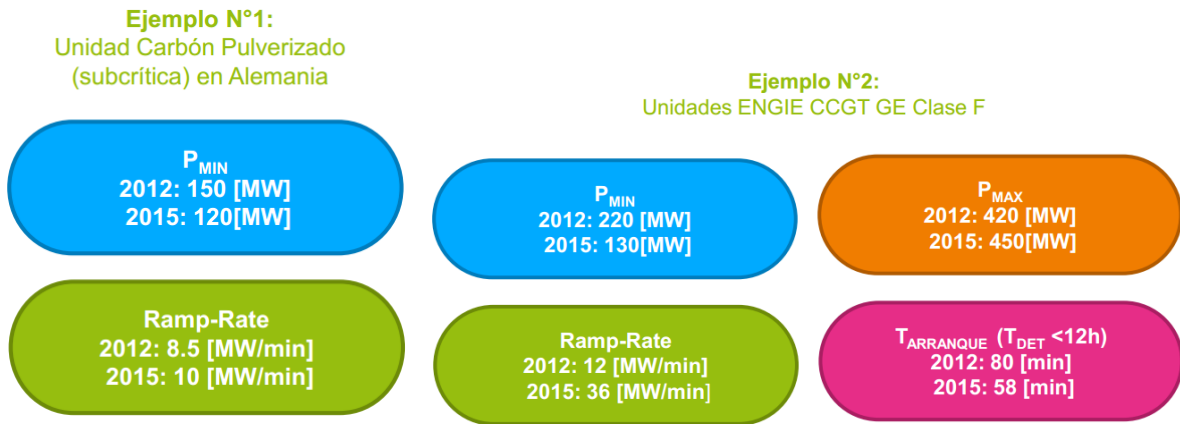


Figura 113: Resultados de mejora en prestaciones de flexibilidad para centrales TV y TGCC en europa [48]

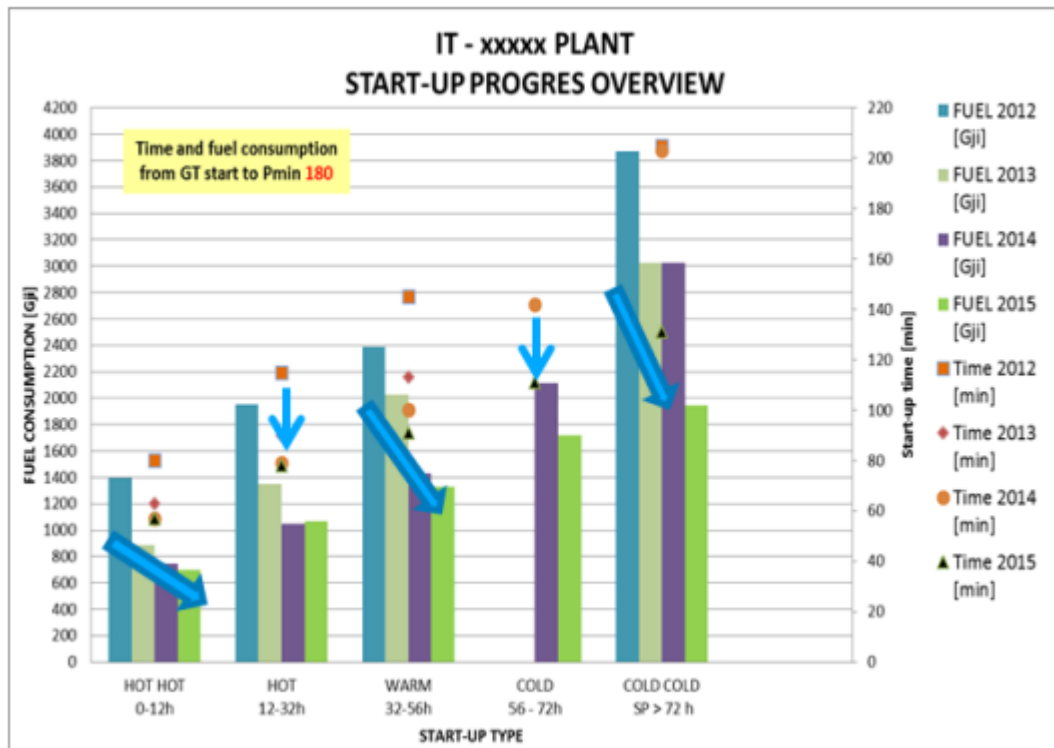


Figura 114: Resultados de mejora en ciclos de encendido para una central TGCC en europa [48]

Cabe destacar que las centrales de las figuras anteriores corresponden al mismo tipo, tanto en el caso de la carbonera (subcrítica) como en el de la de ciclo combinado (GE clase F), que las existentes en Chile, con lo que aquellas mismas mejoras son posibles de aplicar en las centrales del SEN. Lo que hace falta en el mercado nacional, es que exista el contexto para mejorar, a través de incentivos claros que se propongan en las nuevas regulaciones a introducirse [48].

En el anexo 9.5 se incluyen figuras que muestran la comparación entre algunas figuras de mérito en cuanto a prestaciones de flexibilidad de centrales TGCC y TV chilenas y la flota térmica europea de la empresa Engie (mostrada en percentiles). De este benchmark, llama la atención como incluso la TGCC más moderna del SEN (Kelar) cuenta con prestaciones muy inferiores a los referentes europeos. Esto refuerza la idea de que urge la entrada de nuevas regulaciones que incentiven la flexibilización del parque generador térmico, a fin de generar un contexto donde sea atractivo o incluso necesario mejorar para mantener la rentabilidad, similar a lo citado de la experiencia europea.

6. Conclusiones

La proliferación de la generación renovable variable corresponde a uno de los mayores cambios de paradigma en la historia de la operación de sistemas eléctricos de potencia, enfrentando a los distintos actores a niveles de variabilidad neta sin precedentes en operación normal. En efecto, como se muestra a continuación, se proyecta un aumento cuasi-lineal del nivel de operación cíclica de centrales térmicas a medida que aumenta la participación de la generación variable a largo plazo:

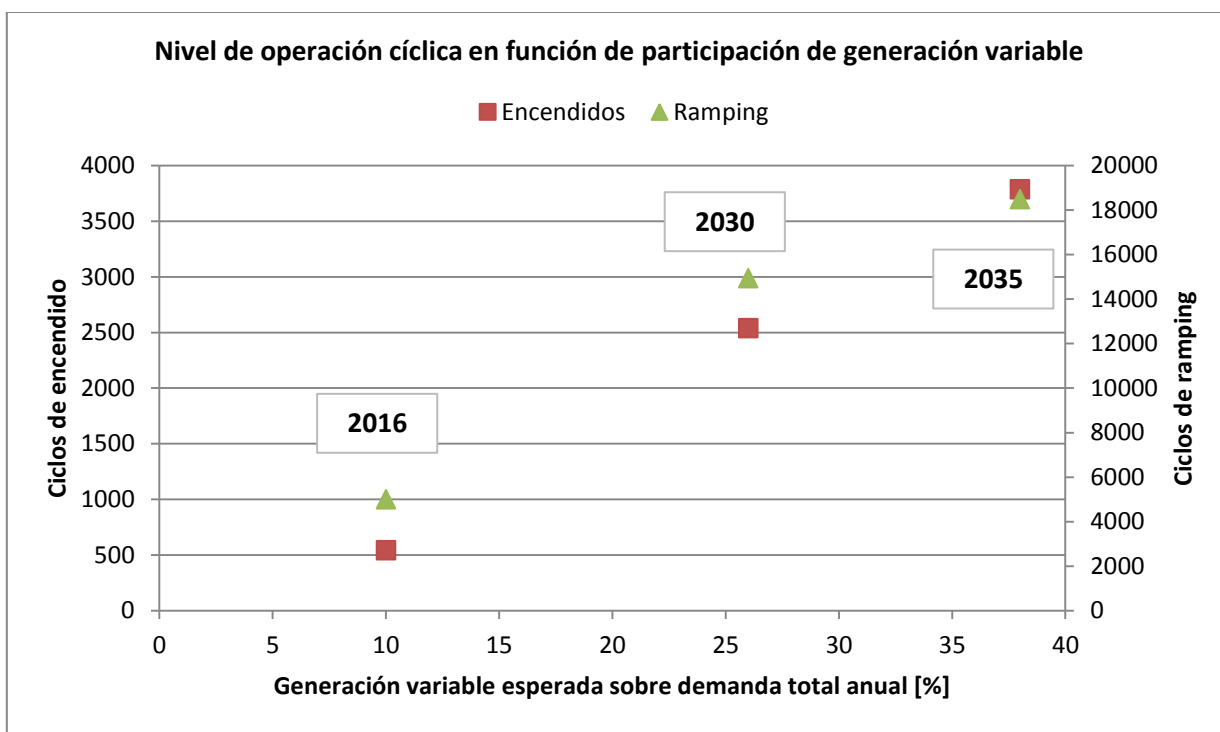


Figura 115: Resultados para total de ciclos descritos por 30 centrales térmicas en 3 escenarios de participación de generación variable, asociados a los horizontes temporales de proyección usados en el caso de estudio 2

Los resultados del presente trabajo permiten concluir que, hacia un escenario energético prospectivo calibrado a partir de las tendencias tecnológicas y económicas actuales, el Sistema Eléctrico Nacional responde requiriendo un mayor grado de operación cíclica de las centrales de generación térmica que participan de él.

La operación cíclica de centrales térmicas cuenta con una serie de implicancias técnicas que dan lugar a serios desafíos para sus propietarios, los que se ven reflejados en los sobrecostos que producen y que han sido estimados en este documento de acuerdo al siguiente gráfico:

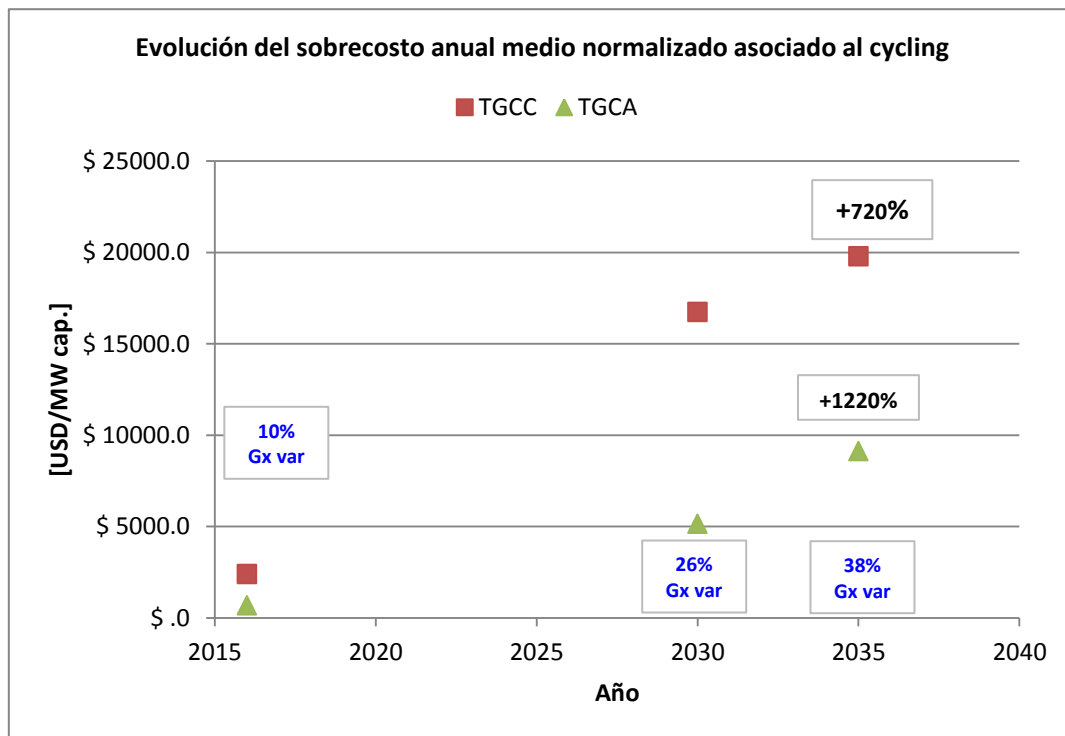


Figura 116: Evolución del sobrecosto anual medio normalizado asociado al cycling (caso de estudio 2)

Se observa un gran número de ciclos de encendido y apagado que requeriría el SEN de las centrales de tipo turbina de gas de ciclo combinado (TGCC) y turbina de gas de ciclo abierto (TGCA) a futuro, que aumentarían sus sobrecostos asociados a la operación cíclica en hasta un 720% y un 1220% respectivamente. Los resultados obtenidos permiten concluir que los propietarios de unidades de tipo TGCC y TGCA estarían expuestos a los mayores riesgos económicos asociados a la exacerbación del *cycling* en escenarios de alta penetración de tecnologías de generación renovable variable.

Respecto de las centrales TV a carbón, no se observó un incremento en sobrecostos asociados al *cycling* comparable con aquellos presentados para las centrales de tipo TG. Esto se debe principalmente a que las simulaciones de operación no establecen ciclos de apagado para las unidades a carbón, obedeciendo a su bajo costo variable de operación y restricciones operativas. Sin embargo, al observarse una gran diferencia entre los ciclos de encendido resultantes de la operación real histórica 2016 revisada para las TV y aquellos de los perfiles sintéticos proyectados a futuro en el caso de estudio 2 (más de 10 veces mayor *cycling* en 2016 que 2030 o 2035), dicho análisis se considera poco representativo y no permite concluir respecto de los sobrecostos para este tipo de central.

El componente de sobrecosto protagonista para todos los casos resultó ser aquel de capital y mantenimiento debido al impacto de la operación cíclica sobre la infraestructura, seguido del riesgo de indisponibilidad forzada y en último lugar el sobrecosto por consumo de combustible adicional. Una conclusión preocupante de esta distribución corresponde al hecho de que los sobrecostos asociados al desgaste de componentes son una consecuencia de largo plazo del

cycling, cuya activación cuenta con un grado de incertidumbre importante y cuya estimación y monitoreo conlleva gran dificultad. Los resultados obtenidos para estos sobrecostos de largo plazo indican que con los niveles de ciclaje a largo plazo, una central TGCC podría estar exponiéndose al costo de una inspección mayor (20-60 [MMUSD]) cada 4-6 años y a que la operación cíclica sea responsable de hasta el 50% del tiempo que esta se encuentre impedida de operar anualmente por concepto de indisponibilidad forzada.

Una limitación importante a mencionar respecto de la metodología propuesta y de la referencia para datos de costos ([22]) aplicados en el trabajo, guarda relación con que estos últimos no contemplan la vida útil de las centrales. Aquellas centrales que se encuentran más cercanas al final de su vida útil debieran experimentar sobrecostos mayores que aquellas más nuevas. Por su parte, una limitación a mencionar del análisis realizado a partir de los resultados de operación de corto plazo del Proceso de PELP ([41]) guarda relación con que para considerar de mejor manera el impacto del *cycling* en el EFOR, se debiera actualizar el parámetro referente a la indisponibilidad forzada de cada central térmica para cada simulación anual. Esto pues el impacto en EFOR es de carácter acumulativo, a medida que la central va describiendo distintos niveles de operación en régimen cíclico año a año.

En cuanto a las centrales térmicas a partir de ERNC, se destaca el alto nivel de operación cíclica y sobrecosto asociado que se proyecta para la central solar CSP estudiada. A partir de esto, es posible concluir que si bien a diferencia de las otras tecnologías la operación cíclica de este tipo de central se diseña y evalúa para ciclar diariamente, de igual manera sus componentes están expuestos a gradientes térmicos que acumuladamente se traducen en los altos sobrecostos de C&M y asociados al EFOR resultantes. Así, incluso si estos resultados representaran sobrestimaciones debido a que se equiparó este tipo de central a unidades TV convencionales, el *cycling* conforma un riesgo que no deben perder de vista los propietarios de instalaciones tales.

Respecto de la central geotérmica estudiada, los resultados permitieron visualizar que existe un leve régimen de operación cíclica debido principalmente a algunos momentos en la operación del sistema donde existe sobregeneración solar fotovoltaica que desplaza a esta tecnología en el orden de mérito. Sin embargo, en escenarios de penetración de generación variable aun mayores que los estudiados en el presente trabajo, donde exista una matriz energética totalmente descarbonizada, es altamente probable que las centrales geotérmicas describan un importante nivel de *cycling* dada su capacidad despachable. Dicho esto, tal como se mencionó para el caso de las centrales solares CSP, los sobrecostos asociados a la operación cíclica conforman riesgos que los propietarios de estas instalaciones deben comprender y mitigar para gozar de una operación confiable y rentable.

Ante el panorama a futuro expuesto en los párrafos anteriores, se puede concluir que existiría un beneficio común, tanto para el sistema como para los propietarios de centrales térmicas, en el mejoramiento de dichas instalaciones en cuanto a sus prestaciones para brindar flexibilidad operacional. Por un lado, el sistema requiere un parque generador térmico preparado para operar oportuna y adecuadamente con los niveles de ciclicidad visitados a fin de admitir los grandes volúmenes de generación variable que se proyectan y anhelan. Por otro, urge a los propietarios de dichas instalaciones mitigar los sobrecostos asociados a estos niveles de operación cíclica a tiempo mediante el reacondicionamiento de su infraestructura. De esta

forma, se hace necesaria la introducción y el desarrollo de un nuevo esquema de provisión de servicios complementarios que incentive la modernización de las centrales térmicas y premie su operación flexible.

Es pertinente agregar, a modo de reflexión, que pudieran manifestarse innovaciones disruptivas en el ámbito tecnológico que modificasen importantemente la prospectiva energética sobre la cual se basó el presente trabajo. Un escenario tal podría ser una caída más pronunciada que la considerada en el Proceso PELP para el costo de inversión en equipos BESS, la proliferación de proyectos de bombeo hidráulico, entre otras tecnologías de almacenamiento o generación despachable por surgir. Así, en un contexto de despliegue masivo de sistemas de almacenamiento, estos podrían desplazar a la operación cíclica de centrales térmicas como principal fuente de flexibilidad operacional para el SEN y conformar un nuevo cambio de paradigma, aun más transformador que la proliferación de la generación renovable variable.

A modo de trabajo futuro para este trabajo, se propone:

- Analizar otras referencias de costos e incluirlas en la metodología propuesta.
- Explorar formas de estimar de manera más representativa la operación intermitente de las centrales TV a carbón.
- Extender resultados a otros escenarios hidrológicos disponibles (seca, media seca, húmeda).
- Incorporar la vida útil de las centrales como variable adicional a modo de evaluar correctamente los costos asociados a la operación en régimen cíclico.
- Elaborar caso de estudio sobre evaluación económica de proyectos BESS a partir de sobre costos de *cycling* como ingresos por SS.CC. a fin de evaluar competencia entre *cycling* y BESS como recursos para la prestación de flexibilidad operacional.

7. Glosario

- AEMO:** Australian Energy Market Operator (operador de mercado de energía australiano)
- AVI:** Anualidad del Valor de la Inversión
- BESS:** Battery Energy Storage System (sistema de almacenamiento en baterías)
- C&M:** Capital y Mantenimiento
- CAISO:** California Independent System Operator (operador de sistema de California)
- CAPEX:** Capital Expenditures (inversiones de capital)
- CC:** Combined Cycle (ciclo combinado)
- CCGT:** Combined Cycle Gas Turbine (turbina de gas de ciclo combinado)
- CCS:** Carbon Capture and Storage (captura y almacenamiento de carbono)
- CDEC:** Centro de Despacho Económico de Carga
- CEN:** Coordinador Eléctrico Nacional
- COMA:** Costos de Operación, Mantenimiento y Administración
- CP:** Corto Plazo
- CPF:** Control Primario de Frecuencia
- CSF:** Control Secundario de Frecuencia
- CSP:** Concentración Solar de Potencia
- DC:** Direct Current (corriente continua)
- DFL:** Decreto con Fuerza de Ley
- DMC:** Desconexión Manual de Carga
- DS:** Decreso Supremo
- EDAC:** Esquema de Desconexión Automática de Carga
- EFOR:** Equivalent Forced Outage Rate (tasa de indisponibilidad forzada equivalente)
- ERNC:** Energía Renovable No Convencional
- ESI:** Energy Systems Integration (integración de sistemas energéticos)
- f.p.:** Factor de Planta
- FV:** Fotovoltaica
- GE:** General Electric
- GNL:** Gas Natural Licuado
- GT:** Gas Turbine (turbina de gas)
- Gx:** Generación
- HRSRG:** Heat Recovery Steam Generator (generador de vapor a partir de recuperación de calor)
- IDPSSCC:** Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios
- LCOE:** Levelized Cost of Energy (costo nivelado de la energía o costo de desarrollo)
- L TSA:** Long Term Service Agreement (contrato de mantenimiento de largo plazo)
- MB:** Mercato del Bilanciamento (mercado de balance)
- MGP:** Mercato del giorno prima (mercado a un día de anticipación o day-ahead)
- MI:** Mercato infragiornaliero (mercado intradiario)
- MIF:** Maintenance Interval Function (curva de intervalos de mantenimiento)
- MSD:** Mercato per il Servizio di Dispacciamento (mercado de servicios de despacho)
- NREL:** National Renewable Energy Laboratory (laboratorio nacional de energía renovable)

- NTSyCS:** Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
- OCGT:** Open Cycle Gas Turbine (turbina de gas de ciclo abierto)
- OEM:** Original Equipment Manufacturer (proveedor de equipamiento original)
- PCS:** Power Control System (sistema de control de potencia)
- PDCE:** Plan de Defensa contra Contingencias Extremas
- PELP:** Planificación Energética de Largo Plazo
- PLP/PCP:** Programación de Largo Plazo / Corto Plazo
- PRS:** Plan de Recuperación de Servicio
- PV:** Photovoltaic (fotovoltaica)
- RE:** Renewable Energy (energía renovable)
- S/E:** Subestación
- SCADA:** Supervisory Control and Data Acquisition (sistema de control supervisorio y de adquisición de datos)
- SEN:** Sistema Eléctrico Nacional
- SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia
- SIC:** Sistema Interconectado Central
- SING:** Sistema Interconectado del Norte Grande
- SS.CC.:** Servicios Complementarios
- ST:** Steam Turbine (turbina de vapor)
- STE:** Solar Thermal Electric (energía eléctrica solar térmica)
- TG:** Turbina de Gas
- TGCA:** Turbina de Gas de Ciclo Abierto
- TGCC:** Turbina de Gas de Ciclo Combinado
- TV:** Turbina de Vapor
- USD:** United States Dollars (dólares estadounidenses)

8. Bibliografía

- [1] J. C. Olmedo and J. Clerc, “Costos de Integración de ERNC Intermitentes y Estacionales: Convergiendo Costos Privados con Costos Sociales”, 2014.
- [2] “The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems”, International Energy Agency (IEA), 2014.
- [3] J. Cochran et al., “Flexibility in 21st Century Power Systems”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), May 2014.
- [4] P. Joskow, “Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies”, Alfred P. Sloan Foundation, MIT, Feb. 2011.
- [5] Ministerio del Medio Ambiente, “Informe del Estado del Medio Ambiente”, Gobierno de Chile, 2011.
- [6] Ministerio de Energía, “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo: Informe Preliminar Corregido”, Gobierno de Chile, Nov. 2017.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Energy Auctions: Analysing 2016”, 2017.
- [8] Lazard, “Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis – Version 10.0”, Dec. 2016.
- [9] C. Santana, “Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, Ministerio de Energía, GIZ GmbH, 2014.
- [10] J. Lazar, “Teaching the Duck to Fly”, VT: The Regulatory Assistance Project, Feb. 2016.
- [11] CDEC-SING, “Estudio ERNC: Flexibilidad y Sistemas de Almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional en el Año 2021”, Dic. 2016.
- [12] F. Ueckerdt et al., “System LCOE: What are the Costs of Variable Renewables?”, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Vattenfall GmbH, 2013.
- [13] M. Kintnet-Meyer et al., “Valuation of Electric Power System Services and Technologies”, Pacific Northwest National Laboratory, Aug. 2016.
- [14] J. López, “Las 4 Fuentes de Flexibilidad”, Wärtsilä Finland Oy, Nov. 2015.
- [15] K. Van den Bergh and E. Delarue, “Cycling of Conventional Power Plants: Technical Limits and Actual Costs”, KU Leuven Energy Institute, Mar. 2015.

- [16] "Energy System Flexibility: The Importance of Being Nimble", IEEE Power & Energy Magazine, Jan-Feb 2017.
- [17] International Atomic Energy Agency (2012). Country Nuclear Power Profiles: Argentina [Online]. Available: http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/CNPP2012_CD
- [18] A. Lambert et al., "GIZ – Thermal Power Plant Flexibility Improvements in Chile", Engie Lab Laborelec, Mar. 2017.
- [19] U.S. Department of Energy (2017, Aug.). Geothermal Electricity Generation [Online]. Available: <https://energy.gov/eere/geothermal/electricity-generation>
- [20] U.S. Environmental Protection Agency (2017, Aug.). Sources of Greenhouse Gas Emissions [Online]. Available: <https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions#electricity>
- [21] N. Troy, "Generator Cycling due to High Penetrations of Wind Power", University College Dublin, Aug. 2011.
- [22] N. Kumar et al., "Power Plant Cycling Costs", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Apr. 2012.
- [23] P. Rodilla et al., "Modeling the Major Overhaul Cost of Gas-Fired Plants in the Unit Commitment Problem", IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2012.
- [24] K. Van den Bergh et al., "Long-term Cycling Costs in Short-term Unit Commitment Models", KU Leuven, IEEE, Jul. 2016.
- [25] M. Hermans and E. Delarue, "Impact of Start-up Mode on Flexible Power Plant Operation and System Cost", KU Leuven, IEEE, Jul. 2016.
- [26] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) (2017, Sep.). Map [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/map/Pages/default.aspx>
- [27] S. Ortega, "Evaluación Técnico-Económica del Uso de Equipos de Almacenamiento de Energía en Servicios Complementarios en el Sistema Interconectado Central", Universidad de Chile, Ago. 2014.
- [28] H. Ibrahim and A. Ilinca, "Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies", Intech, 2013.
- [29] California ISO (CAISO) (2017, Sep.). Market Processes and Products [Online]. Available: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>

- [30] National Grid (2017, Sep.). Keeping the Electricity Transmission System in Balance [Online]. Available: <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/>
- [31] PJM (2017, Sep.). Ancillary Services [Online]. Available: <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ancillary-services.aspx>
- [32] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “DFL-4/20018 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Ley General de Servicios Eléctricos”, Feb. 2017.
- [33] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto 130 del Ministerio de Energía: Reglamento de Servicios Complementarios”, Dic. 2012.
- [34] Comisión Nacional de Energía, “NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Gobierno de Chile, Ene. 2016.
- [35] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios (IDPSSCC)”, Mar. 2017.
- [36] Australian Energy Market Operator (AEMO), “Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market”, Apr. 2015.
- [37] PJM, “Ancillary Services Fact Sheet”, Mar. 2017
- [38] California ISO, “2016 Annual Report on Market Issues & Performance”, May 2017.
- [39] Energy UK, “Ancillary Services Report 2017”, Apr. 2017.
- [40] “Status of Power System Transformation 2017: System Integration and Local Grids”, International Energy Agency (IEA), 2017.
- [41] M. Matus et al., “Estudio de Modelación de Largo y Corto Plazo en el Marco del Proceso de Planificación”, Centro de Energía, Universidad de Chile, Oct. 2017.
- [42] Coordinador Eléctrico Nacional (2017, Dic.). Sistema de Información Pública [Online]. Available: <https://www.coordinadorelectrico.cl/sistema-informacion-publica/>
- [43] Bureau of Labor Statistics, United States Department of Labor (2017, Dic.). CPI Inflation Calculator [Online]. Available: https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm
- [44] R. Druce et al., “Making Flexibility Pay: An Emerging Challenge in European Power Market Design”, NERA Economic Consulting, Aug. 2016.
- [45] F. Teng et al., “Assessment of the Value of Plant Flexibility in Low Carbon Energy System”, Imperial College, Alstom Power, Dec. 2014.

- [46] “Smart Investment: Valuing Flexibility in the UK Electricity Market”, Green Alliance, Oct. 2016.

- [47] Ministerio de Energía, “Aprueba Reglamento de Servicios Complementarios a los que se Refiere el Artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (Borrador)”, Gobierno de Chile, Oct. 2017.

- [48] S. Michels, “Flexibilidad Operacional de Centrales Térmicas Convencionales y SS/CC”, Engie Lab Laborelec, Oct. 2017.

- [49] L. Vargas et al., “Wind Power Curtailment and Energy Storage in Transmission Congestion Management Considering Power Plant Ramp Rates”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 30, NO. 5, Sep. 2015.

9. Anexos

9.1. Resultados del estudio de costos de ciclaje de centrales del NREL [22]:

Table 1-1: Typical lower bound costs of cycling and other data for various generation types

Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Cost Item/							
Typical Hot Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	94	59	54	35	32	19	36
~25th_centile	79	39	39	28	22	12	25
~75th_centile	131	68	63	56	47	61	42
-EFOR Impact							
Median	0.0086%	0.0057%	0.0037%	0.0025%	0.0020%	0.0073%	0.0029%
~25th_centile	0.0045%	0.0035%	0.0030%	0.0021%	0.0007%	0.0038%	0.0016%
~75th_centile	0.0099%	0.0082%	0.0065%	0.0070%	0.0142%	0.0186%	0.0060%
Typical Warm Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	157	65	64	55	126	24	58
~25th_centile	112	55	54	32	26	12	36
~75th_centile	181	78	89	93	145	61	87
-EFOR Impact							
Median	0.0123%	0.0070%	0.0054%	0.0039%	0.0027%	0.0073%	0.0048%
~25th_centile	0.0058%	0.0041%	0.0037%	0.0023%	0.0007%	0.0038%	0.0026%
~75th_centile	0.0156%	0.0081%	0.0095%	0.0083%	0.0162%	0.0186%	0.0081%
Typical Cold Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	147	105	104	79	103	32	75
~25th_centile	87	63	73	46	31	12	54
~75th_centile	286	124	120	101	118	61	89
-EFOR Impact							
Median	0.0106%	0.0088%	0.0088%	0.0055%	0.0035%	0.0088%	0.0060%
~25th_centile	0.0085%	0.0047%	0.0059%	0.0033%	0.0007%	0.0038%	0.0043%
~75th_centile	0.0163%	0.0150%	0.0101%	0.0088%	0.0116%	0.0195%	0.0123%
Startup Time (hours)							
-Typical (Warm Start Offline Hours)	4 to 24	12 to 40	12 to 72	5 to 40 (ST Different)	2 to 3	0 to 1	4 to 48

Table 1-1: Continued

Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Typical Load Follows Data							
-C&M cost (\$/MW cap.) - Typical Ramp Rate							
Median	3.34	2.45	1.96	0.64	1.59	0.63	1.92
~25th_centile	1.91	1.40	1.52	0.30	0.94	0.42	1.17
~75th_centile	3.84	3.10	2.38	0.74	2.80	1.70	2.32
Range of Load Follow (%GDC)							
-Typical Range (%GDC)	32%	35%	30%	20%	27%	20% (Some 50%)	32%
-Multiplying Factor - Faster Ramp Rate (1.1 to 2x)							
Range*	2 to 8	1.5 to 10	1.5 to 10	1.2 to 4	1.2 to 4	1 to 1.2	1.2 to 6
Note: Multiplying factor - increase in load follow cost (damage) from a faster ramp rate							
Typical Non-cycling Related Costs							
- Baseload Variable Cost (\$/MWH)							
Median	2.82	2.68	2.96	1.02	0.57	0.66	0.92
~25th_centile	1.52	1.62	2.48	0.85	0.48	0.27	0.66
~75th_centile	3.24	3.09	3.40	1.17	0.92	0.80	1.42

Table 1-3: Startup Fuel Input and Other Startup Costs

STARTUP FUEL INPUT AND OTHER STARTUP COSTS FOR VARIOUS GENERATION UNIT TYPES							
Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]*	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Startup Fuel (MMBTU/MW Capacity)							
Typical Hot Start	5.00	7.50	10.10	0.19	0.18	1.53	3.67
Typical Warm Start	6.67	10.00	17.10	0.20	0.19	1.53	6.99
Typical Cold Start	9.33	14.00	20.10	0.24	0.22	1.53	8.92
Other Startup Cost (Aux Power & Operations – chemicals, water, additive, etc.) [\$/MW]							
Typical Hot Start	\$ 4.58	\$ 5.61	\$ 5.81	n/a	\$ 0.95	\$ 1.90	\$ 3.99
Typical Warm Start	\$ 6.14	\$ 7.98	\$ 8.62	n/a	\$ 0.95	\$ 1.90	\$ 6.86
Typical Cold Start	\$ 7.95	\$ 10.15	\$ 11.58	n/a	\$ 0.95	\$ 1.90	\$ 11.44
*Note: Data is for 1 GT and 1 HRSG Only, NO ST							

9.2. Resultados del estudio de costos de ciclaje de centrales del NREL (Tipo 8) [22]:

Table 1-2: Typical lower bound costs of cycling and other data for various generation types [TYPE 8]

Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Cost Item/							
Typical Hot Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	58	39	38	31	22	12	26
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0055%	0.0056%	0.0027%	0.0023%	0.0019%	0.0038%	0.0025%
Typical Warm Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	95	61	56	44	28	12	46
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0089%	0.0075%	0.0034%	0.0038%	0.0025%	0.0038%	0.0040%
Typical Cold Start Data							
-C&M cost (\$/MW cap.)							
Median	94	89	99	60	38	12	58
-EFOR Impact (in %)							
Median	0.0081%	0.0098%	0.0065%	0.0053%	0.0033%	0.0038%	0.0063%
Startup Time (hours)							
-Typical (Warm Start Offline Hours)	4 to 24	12 to 40	12 to 72	5 to 40 (ST Different)	2 to 3	0 to 1	4 to 48

Table 1-2: Continued

Unit Types	Coal - Small Sub Critical	Coal - Large Sub Critical	Coal - Super Critical	Gas - CC [GT+HRSG+ST]	Gas - Large Frame CT	Gas - Aero Derivative CT	Gas - Steam
Typical Load Follows Data							
-C&M cost (\$/MW cap.) - Typical Ramp Rate							
Median	2.26	1.99	1.72	0.33	0.88	0.47	1.56
Range of Load Follow (%GDC)							
-Typical Range (%GDC)	32%	35%	30%	20%	27%	20% (Some 50%)	32%
-Multiplying Factor - Faster Ramp Rate (1.1 to 2x)							
Range*	2 to 5	1.5 to 8	1.5 to 8	1.2 to 4	1.2 to 4	1 to 1.2	1.2 to 6
Note: Multiplying factor - increase in load follow cost (damage) from a faster ramp rate							
Typical Non-cycling Related Costs							
- Baseload Variable Cost (\$/MWH)							
Median	2.66	3.01	3.22	1.1	0.76	0.8	1.09

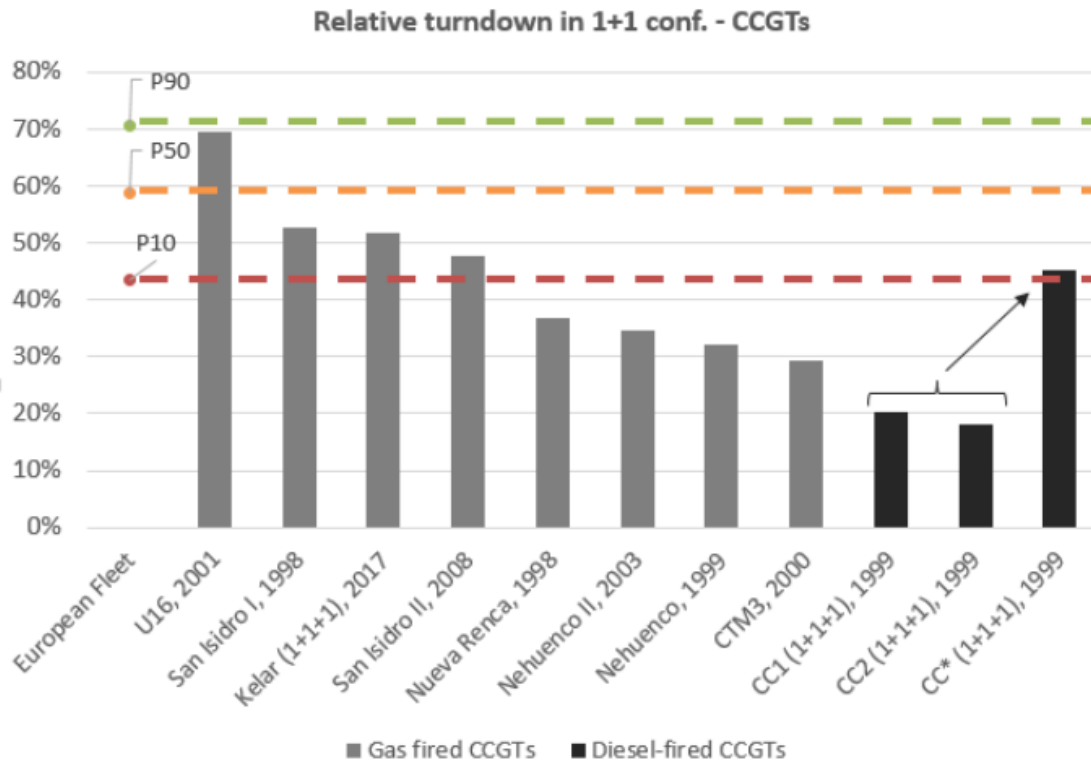
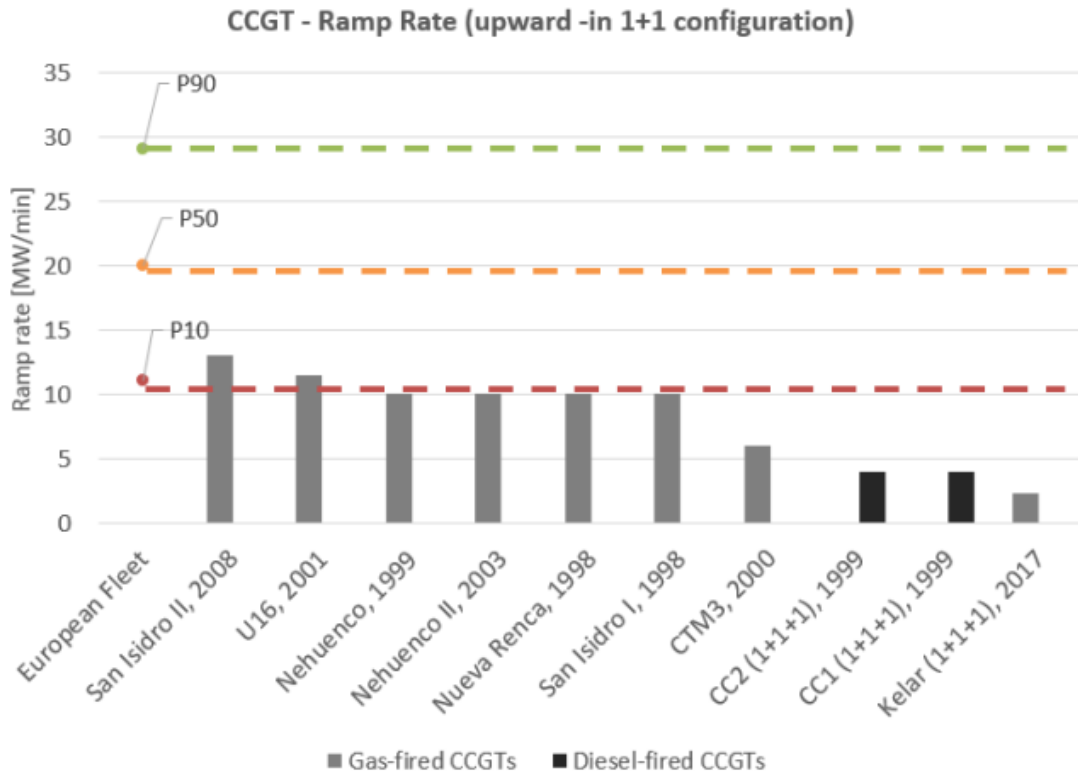
9.3. Selección de centrales para caso de estudio 1 a partir de [6] [41] [42]:

Comentario	cen_name	cen_type	Pmax [MW]	Tec (PELP)	Tec (Autor)	Sistema
Existente	BOCAMINA_01	CAR	121.0	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	BOCAMINA_02	CAR	319.3	Carbon	TV Mayor	SIC
Existente	GUACOLDA_01	CAR	141.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_02	CAR	141.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_03	CAR	135.7	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_04	CAR	137.6	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_05	CAR	130.4	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	SANTA_MARIA	CAR	338.6	Carbon	TV Mayor	SIC
Existente	VENTANAS_01	CAR	112.3	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	VENTANAS_02	CAR	206.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	NUEVA_VENTANAS	CAR	246.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	CAMPICHE	CAR	241.4	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	ANG_I	CAR	246.1	Carbon	TV Menor	SING
Existente	ANG_II	CAR	250.5	Carbon	TV Menor	SING
Existente	COCHRANE_1	CAR	233.6	Carbon	TV Menor	SING
Existente	COCHRANE_2	CAR	233.6	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CTA	CAR	159.2	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CTH	CAR	159.7	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CTM1	CAR	147.1	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CTM2	CAR	152.5	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CTTAR	CAR	147.0	Carbon	TV Menor	SING
Existente	NTO1	CAR	120.5	Carbon	TV Menor	SING
Existente	NTO2	CAR	124.7	Carbon	TV Menor	SING
Existente	KELAR	GNLCC	511.8	GNL_CC	TGCC	SING
Existente	U16_GNL	GNLCA	339.6	GNL_CA	TGCA	SING
Existente	NEHUENCO_01_GNL	GNLCC	331.3	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	NEHUENCO_02_GNL	GNLCC	367.6	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	NUEVA_RENCA_GNL	GNLCC	358.0	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	SAN_ISIDRO_01_CC	GNLCC	322.0	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	SAN_ISIDRO_02_CC	GNLCC	373.9	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	GAS_ATACAMA_CC1_GNL	GNLCC	319.2	GNL_CC	TGCC	SING
Existente	GAS_ATACAMA_CC2_GNL	GNLCC	318.8	GNL_CC	TGCC	SING
Existente	CARDONES	DIE	151.5	Diesel	TGCA	SIC
Existente	ESPINOS	DIE	122.4	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_GUINDOS	DIE	136.6	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_PINOS	DIE	103.1	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_VIENTOS	DIE	130.7	Diesel	TGCA	SIC
Existente	OLIVOS	DIE	111.3	Diesel	TGCA	SIC
Existente	SANTA_LIDIA	DIE	137.6	Diesel	TGCA	SIC
Existente	U14	CAR	126.4	Carbon	TV Menor	SING
Existente	U15	CAR	122.8	Carbon	TV Menor	SING
Existente	CANDELARIA_CA_01_DIESEL	DIE	124.0	Diesel	TGCA	SIC
Existente	CANDELARIA_CA_02_DIESEL	DIE	127.3	Diesel	TGCA	SIC
Existente	QUINTERO_1_DIESEL	DIE	120.4	Diesel	TGCA	SIC
Existente	QUINTERO_2_DIESEL	DIE	123.9	Diesel	TGCA	SIC
Existente	TALTAL_01_DIESEL	DIE	108.9	Diesel	TGCA	SIC
Existente	TALTAL_02_DIESEL	DIE	108.9	Diesel	TGCA	SIC
Construccion - CNE	IEM	CAR	371.3	Carbon	TV Mayor	SING
Construccion - CNE	CTM3	DIE	248.3	Diesel	TGCA	SIC

9.4. Selección de centrales para caso de estudio 2 a partir de [6] [41] [42]:

Comentario	cen_name	cen_type	Pmax [MW]	Tec (PELP)	Tec (Autor)	Sistema
Existente	BOCAMINA_01	CAR	121.0	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	BOCAMINA_02	CAR	319.3	Carbon	TV Mayor	SIC
Existente	GUACOLDA_01	CAR	141.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_02	CAR	141.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_03	CAR	135.7	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_04	CAR	137.6	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	GUACOLDA_05	CAR	130.4	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	SANTA_MARIA	CAR	338.6	Carbon	TV Mayor	SIC
Existente	VENTANAS_01	CAR	112.3	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	VENTANAS_02	CAR	206.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	NUEVA_VENTANAS	CAR	246.5	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	CAMPICHE	CAR	241.4	Carbon	TV Menor	SIC
Existente	NEHUENCO_01_GNL	GNLCC	331.3	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	NEHUENCO_02_GNL	GNLCC	367.6	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	NUEVA_RENCA_GNL	GNLCC	358.0	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	SAN_ISIDRO_01_CC	GNLCC	322.0	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	SAN_ISIDRO_02_CC	GNLCC	373.9	GNL_CC	TGCC	SIC
Existente	CARDONES	DIE	151.5	Diesel	TGCA	SIC
Existente	ESPINOS	DIE	122.4	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_GUINDOS	DIE	136.6	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_PINOS	DIE	103.1	Diesel	TGCA	SIC
Existente	LOS_VIENTOS	DIE	130.7	Diesel	TGCA	SIC
Existente	OLIVOS	DIE	111.3	Diesel	TGCA	SIC
Existente	SANTA_LIDIA	DIE	137.6	Diesel	TGCA	SIC
Existente	CANDELARIA_CA_01_DIESEL	DIE	124.0	Diesel	TGCA	SIC
Existente	CANDELARIA_CA_02_DIESEL	DIE	127.3	Diesel	TGCA	SIC
Existente	QUINTERO_1_DIESEL	DIE	120.4	Diesel	TGCA	SIC
Existente	QUINTERO_2_DIESEL	DIE	123.9	Diesel	TGCA	SIC
Existente	TALTAL_01_DIESEL	DIE	108.9	Diesel	TGCA	SIC
Existente	TALTAL_02_DIESEL	DIE	108.9	Diesel	TGCA	SIC

9.5. Benchmark entre flota térmica europea y chilena [48]:



Rankine (subcritical) - Relative Turndown

