

**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES
CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD
REGULATORIA
ENERGÉTICA**



TESIS DE MAESTRÍA

**CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE PENETRACIÓN
DE ENERGÍA EÓLICA A LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS**

Autor: L. Javier Barrionuevo

Directores: Esteban Greco y Adrián Romero

Agosto 2016



Universidad de Buenos Aires

UBA

Buenos Aires - Argentina



...a mi madre y hermanas. Ellas son la luz de mi vida!



AGRADECIMIENTOS

El agradecimiento es para mi madre y hermanas, que desde San Juan están presentes y me inspiran confianza en cada nuevo desafío. A mis tíos: Adriana, Negro y Mario por su desinteresado apoyo. Una mención especial para mi Nona, que siempre estará presente en mi corazón, esté donde esté...

También a mis compañeros de trabajo: Luis y Gastón, que estuvieron a disposición y brindaron el apoyo técnico para presentar todo el contenido interdisciplinario, y a todo compañero que desde el comentario simple contribuyó con un consejo.

A mis amigos: Caro, Pao, Ceci, Ana, Juli, Martín, y Camilo; también a Carito, Maru y Sergio, que fueron motivadores y dieron una gran cuota de entusiasmo en el cursado y en el largo trabajo de tesis. A Ricardo, por las innumerables charlas de vida.

Finalmente, mi agradecimiento a Esteban Greco y Adrian Romero por su desinteresado aporte a mi formación profesional, y al grupo Mercados Energéticos Consultores por el apoyo brindado durante esta etapa de mi vida.

Todos caminaron junto a mí por este sueño propio...

REFLEXIÓN DEL TRABAJO

“..esto abarca más que el logro de una etapa cumplida. Porque aún antes de llegar a la meta, la actitud es éxito: tener una visión certera y realista de lo deseado, potenciar el deseo con la voluntad y un empeño ineludible, estar atento y dispuesto a recibir la enseñanza de quienes van adelante y el apoyo de los que comparten este tramo del camino. Y por sobre todo, es bueno ser agradecido por los dones recibidos...Visto así, el éxito es predecesor de este hito.”

Jean Riubrugent



CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE PENETRACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS	2
REFLEXIÓN DEL TRABAJO.....	2
CAPÍTULO 1: ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA.....	3
3. NATURALEZA Y OBJETIVOS DEL TRABAJO	4
CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA	6
1. DESAFÍOS OPERATIVOS EN EL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA	6
2. TRATAMIENTO DE LOS PRINCIPALES ASPECTOS DEL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA.....	7
2.1 <i>Operación económica de los sistemas eléctricos</i>	7
2.2 <i>Estudios de Sistemas de Potencia</i>	9
2.3 <i>Previsión de la variabilidad de la energía renovable</i>	13
2.4 <i>Determinación de las reservas operativas</i>	15
3. METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR CRITERIOS QUE DETERMINAN EL GRADO DE INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA.....	19
CAPÍTULO 3: VALORIZACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS OPERATIVOS PARA EL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN ARGENTINA	22
1. GENERALIDADES.....	22
2. REQUERIMIENTOS DE LAS RESERVAS CON GENERACIÓN EÓLICA.....	22
2.1 <i>Requerimientos de Reservas para el SADI con generación eólica</i>	23
2.2 <i>Estimación del valor de las reservas</i>	34
3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD ESTÁTICA Y TRANSITORIA DEL SADI	37
3.1 <i>Metodología del estudio</i>	38
3.2 <i>Alcances de los estudios eléctricos</i>	38
3.3 <i>Premisas del estudio</i>	39
3.4 <i>Escenarios de porcentuales de generación eólica</i>	39
3.5 <i>Análisis en Estado Estacionario</i>	41
3.6 <i>Análisis en Estado Transitorio</i>	43
4. OPERACIÓN ECONÓMICA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	48
4.1 <i>Criterios para determinar el caso Base</i>	49
4.2 <i>Análisis metodológico de las variables explicativas</i>	49
4.3 <i>Metodología para determinar el impacto en los costos operativos</i>	50
4.4 <i>Resultados de la operación económica con diferente ingreso de generación eólica</i> ...	52
5. ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA (VAN - TIR).....	56



CAPÍTULO 4: CRITERIOS PARA LA DETERMINAR LÍMITES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS EN EL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	57
1. GENERALIDADES.....	57
2. ANÁLISIS TÉCNICOS.....	57
3. ANÁLISIS ECONÓMICOS.....	59
4. CONCLUSIONES FINALES.....	60
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	62
ANEXO: GENERALIDADES.....	66
1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN EÓLICA.....	66
1.1 <i>Tipos de Tecnologías.....</i>	<i>66</i>
1.2 <i>Diseño de aerogeneradores.....</i>	<i>68</i>
ANEXO I.....	75
1. IMPACTO DE INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA.....	75
1.1 <i>Impacto Técnico del Conexión de Generación Eólica en Redes.....</i>	<i>75</i>
1.2 <i>Impacto en Aspectos de la Operación Económicos en los Mercados Mayoristas.....</i>	<i>76</i>
1.3 <i>Impacto en los Requerimientos de Servicios Complementarios.....</i>	<i>77</i>
2. DESAFÍOS OPERATIVOS EN EL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA PARA LA CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SUMNISTRO.....	79
2.1 <i>Generalidades de la Operación de la red.....</i>	<i>79</i>
2.2 <i>Un enfoque para determinar la proporción de energía eólica.....</i>	<i>80</i>
3. ASPECTOS TÉCNICOS DE SISTEMAS DE POTENCIA.....	86
3.1 <i>Impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia.....</i>	<i>86</i>
3.2 <i>Marco conceptual de la estabilidad.....</i>	<i>86</i>
3.3 <i>Impacto Técnico del Conexión de Generación Eólica en Redes.....</i>	<i>92</i>
3.4 <i>Respuesta dinámica por tipo de tecnología.....</i>	<i>96</i>
ANEXO II.....	98
1. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	98
1.1 <i>Los servicio complementarios de reservas.....</i>	<i>98</i>
1.2 <i>El servicio complementarios de soporte y regulación de tensión.....</i>	<i>100</i>
1.3 <i>El servicio complementarios de Operador de red.....</i>	<i>101</i>
2. DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS EN ARGENTINA.....	101
2.1 <i>Servicio de Regulación de Frecuencia.....</i>	<i>102</i>
2.2 <i>Reservas Operativas en SADI.....</i>	<i>106</i>
ANEXO III.....	108
1. CÓDIGOS DE RED INTERNACIONALES.....	108
1.1 <i>España.....</i>	<i>108</i>
1.2 <i>Alemania.....</i>	<i>111</i>
1.3 <i>Estados unidos.....</i>	<i>114</i>
1.4 <i>Perú.....</i>	<i>115</i>
1.5 <i>Argentina.....</i>	<i>118</i>
ANEXO IV.....	126
1. ACERCA DEL MODELO DE SIMULACIÓN SDDP.....	126
2. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL CASO BASE.....	128
2.1 <i>Demanda Proyectada.....</i>	<i>128</i>
2.2 <i>Precios y Disponibilidad de Combustibles.....</i>	<i>129</i>
2.3 <i>Plan de Expansión – Corto/Mediano Plazo.....</i>	<i>132</i>



2.4	<i>Plan de Expansión – Largo Plazo</i>	134
2.5	<i>Transmisión</i>	134
2.6	<i>Intercambios con los países vecinos</i>	135

ANEXO V	136
1. REFERENCIAS DE LOS CASOS.....	136
2. RESULTADOS CON 3 % DE RESERVA ROTANTE.....	137
2.1 <i>Caso con 5% de generación eólica</i>	137
2.2 <i>Caso con 10% de generación eólica</i>	138
2.3 <i>Caso con 15% de generación eólica</i>	140
2.4 <i>Caso con 20% de generación eólica</i>	142
2.5 <i>Caso con 25% de generación eólica</i>	143
2.6 <i>Caso con 30% de generación eólica</i>	145
2.7 <i>Caso con 30% de generación eólica, ingreso progresivo</i>	147

Índice de Figuras

FIGURA Nº 1 VARIABILIDAD E INCERTIDUMBRE DE LA GENERACIÓN RENOVABLE	15
FIGURA Nº 2 ESQUEMA DE CLASIFICACIÓN DE RESERVAS OPERATIVAS.....	17
FIGURA Nº 3 METODOLOGÍA DE CRITERIOS PARA DETERMINAR EL GRADO DE INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA.....	21
FIGURA Nº 4 RESERVAS PARA UNA DESVIACIÓN ESTÁNDAR Y UN VALOR DE ENS/ES.....	25
FIGURA Nº 5 VARIACIONES DE POTENCIA DE UNA PLANTA EÓLICA, CON VALORES PROMEDIOS CADA 15 MINUTOS ...	28
FIGURA Nº 6 VARIACIONES DE RELATIVAS RESPECTO DE LOS VALORES PROMEDIOS CADA 15 MINUTOS	28
FIGURA Nº 7 TENDENCIA DE LA DESVIACIÓN ESTÁNDAR CON EL INGRESO DE PARQUES EÓLICAS (ACUMULADO)	29
FIGURA Nº 8 RESERVAS PRIMARIA VERSUS ENS/ES PARA DISTINTAS DESVIACIONES ESTÁNDAR	30
FIGURA Nº 9 RESERVAS SECUNDARIA VERSUS ENS/ES PARA DISTINTAS DESVIACIONES ESTÁNDAR	30
FIGURA Nº 10 EVOLUCIÓN TEMPORAL DE FRECUENCIA DEL SADI PARA DISTINTOS % DE GENERACIÓN EÓLICA.....	46
FIGURA Nº 11 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO	53
FIGURA Nº 12 COSTOS VERSUS PORCENTAJE DE GENERACIÓN EÓLICA EN [MM U\$D].....	55
FIGURA Nº 13 COSTOS INCREMENTALES PORCENTAJE DE GENERACIÓN EÓLICA EN [MM U\$D].....	56
FIGURA Nº 14 AEROGENERADOR CON GENERADOR DE INDUCCIÓN TIPO JAULA DE ARDILLA (SCIG).....	68
FIGURA Nº 15 AEROGENERADOR CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DE ROTOR BOBINADO (WRIG) CON RESISTENCIA ROTÓRICA VARIABLE.....	69
FIGURA Nº 16 AEROGENERADOR CON GENERADOR DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG).....	71
FIGURA Nº 17 AEROGENERADOR CON CONVERTIDOR DE POTENCIA TOTAL Y GENERADOR DE INDUCCIÓN TIPO JAULA DE ARDILLA (SQIG).....	72
FIGURA Nº 18 AEROGENERADOR CON CONVERTIDOR DE POTENCIA TOTAL Y GENERADOR SINCRÓNICO MULTIPOLAR DE ROTOR DEVANADO (WRSG).....	72
FIGURA Nº 19 AEROGENERADOR CON CONVERTIDOR DE POTENCIA TOTAL Y GENERADOR SINCRÓNICO MULTIPOLAR DE IMANES PERMANENTES (PMSG).....	73
FIGURA Nº 20 ESQUEMA DE SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN ENERGÍA ELÉCTRICA	74
FIGURA Nº 21 VALOR ESPERADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN FUNCIÓN DE VARIOS ASPECTOS DEL RECURSO.....	83
FIGURA Nº 22 PRECIOS ESPERADOS EN FUNCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL RECURSO EÓLICO	84
FIGURA Nº 23 CURVA DE EQUILIBRIO PARCIAL ESTÁTICO, INTERSECCIÓN ENTRE EL VALOR DE MERCADO DE LA GENERACIÓN EÓLICA VS LOS COSTOS NIVELADOS DE LA GENERACIÓN EÓLICA	84
FIGURA Nº 24 CURVA DINÁMICA DE EQUILIBRIO DE MERCADO, MEJORES CONDICIONES DE MERCADO VS PARTICIPACIÓN EÓLICA.....	85
FIGURA Nº 25 CLASIFICACIÓN DE ESTABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA	87
FIGURA Nº 26 FRECUENCIA VS TIEMPO. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA	88
FIGURA Nº 27 TENSIÓN VS TIEMPO. ESTABILIDAD DE TENSIÓN.....	89
FIGURA Nº 28 ÁNGULO ROTOR VS TIEMPO. ESTABILIDAD DE TRANSITORIA	92
FIGURA Nº 29 CURVA TENSIÓN-TIEMPO SEGÚN IEEE 1547. "UNDERSTANDING FAULT CHARACTERISTICS OF	



INVERTER-BASED DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES”	95
FIGURA Nº 30 ENSAYO CAPACIDAD LVRT DE UN INVERSOR. “UNDERSTANDING FAULT CHARACTERISTICS OF INVERTER-BASED DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES”	96
FIGURA Nº 31 CÁLCULO DEL PORCENTAJE ÓPTIMO DE REGULACIÓN, MAYO – OCTUBRE 2002	104
FIGURA Nº 32 CURVA TENSIÓN-TIEMPO GENERADORES EÓLICOS. REQUISITOS DE RESPUESTA FRENTE A HUECOS DE TENSIÓN DE LAS INSTALACIONES EÓLICAS	110
FIGURA Nº 33 CORRIENTE REACTIVA ADMISIBLE (GENERADA O CONSUMIDA) EN AEROGENERADORES, SEGÚN TENSIÓN EN BORNES	110
FIGURA Nº 34 CURVA TENSIÓN-TIEMPO. UNIDADES TIPO 2. ALEMANIA	112
FIGURA Nº 35 CURVA DE SOPORTE DE TENSIÓN. UNIDADES TIPO 2. ALEMANIA.	113
FIGURA Nº 36 REDUCCIÓN DE POTENCIA CON SOBREFRECUENCIA. UNIDADES RENOVABLES. ALEMANIA.	113
FIGURA Nº 37 CURVAS LVRT Y RANGO DE FRECUENCIA ISOs USA.	115
FIGURA Nº 38 CARACTERÍSTICA ALEATORIA DEL RECURSO EÓLICO	119
FIGURA Nº 39 VARIACIONES DE POTENCIA DE PARQUES EÓLICOS	121
FIGURA Nº 40 DIAGRAMA DE CAPACIDAD P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN PARA PE TIPO A	122
FIGURA Nº 41 DIAGRAMA DE CAPACIDAD P-Q EN EL PUNTO DE CONEXIÓN PARA PE TIPO B	123
FIGURA Nº 42 CURVA TENSIÓN-TIEMPO LÍMITE REQUERIDO POR CAMESA	124
FIGURA Nº 43 RANGO DE FRECUENCIA PERMITIDO PARA GENERADORES DEL SADI	124
FIGURA Nº 44 MODELO DE SIMULACIÓN SDDP	127
FIGURA Nº 45 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	129
FIGURA Nº 46 DISPONIBILIDAD MENSUAL DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA (ENE14 – SEP15)	132

Índice de Tablas

TABLA 1 IMPACTO EN LA DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS	18
TABLA 2 IMPACTO EN LOS REQUERIMIENTOS DE LAS RESERVAS, VALLE DE VERANO DE 2015	24
TABLA 3 REQUERIMIENTOS DE RESERVAS PARA DISTINTOS GRADOS DE INGRESO DE GENERACIÓN RENOVABLE	31
TABLA 4 VALORIZACIÓN DE LOS CASOS CON GENERACIÓN EÓLICA CON ASIGNACIÓN DIRECTA Y DISTRIBUIDO	36
TABLA 5 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO PARA DISTINTOS PORCENTAJES DE GENERACIÓN EÓLICA EN [MM USD] CON 3% DE RESERVA OPERATIVA	52
TABLA 6 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO PARA DISTINTOS PORCENTAJES DE GENERACIÓN EÓLICA EN [MM USD] CON 3.5% DE RESERVA OPERATIVA	53
TABLA 7 VALORES DE REFERENCIA DE PROYECTO PARA EL CÁLCULO DE VAN Y ANUALIDADES	54
TABLA 8 RESULTADOS DEL COSTO TOTAL (OP+INV) CON DIFERENTES PORCENTAJE DE GENERACIÓN EÓLICA	54
TABLA 9 COSTOS INCREMENTAL EN FUNCIÓN DEL INCREMENTO DE GENERACIÓN EÓLICA	55
TABLA 10 RESULTADOS DE LA TIR Y VAN DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL INVERSOR	56
TABLA 11 PRECIOS FUTUROS DE LOS COMBUSTIBLES INTERNACIONALES (EN USD CONSTANTES DE 2015)	130
TABLA 12 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN PUNTO DE REFERENCIA (EN USD CONSTANTES DE 2015)	131
TABLA 13 CAPACIDAD INSTALADA (SEPTIEMBRE 2015)	132
TABLA 14 PLAN DE EXPANSIÓN (2015-2020)	133



CAPÍTULO 1: ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1. INTRODUCCIÓN

Es conocido que dentro de las prioridades de los organismos gubernamentales de muchos países está la de promocionar la generación en base a recursos renovables, y en este sentido se han generado objetivos porcentuales de generación renovable que pretenden ser alcanzados en cada la matriz energética. Estos objetivos pueden responder a obtener un máximo grado participación (con el criterio de aprovechar los recursos locales), o para alcanzar un grado óptimo de inserción, a partir de determinar e identificar los valores admitidos por la topología de red actual y/o futura, desde el punto de vista técnico y/o económico, y maximizar el beneficio para la sociedad (considerando las externalidades y aspecto ambientales), etc. En algunos casos, la prioridad responden señales esencialmente políticas debido a compromisos ambientales para alcanzar esos grados de penetración en períodos establecidos, en el que están involucrados obligaciones y protocolos internacionales.

Dado este contexto es necesario conocer el impacto del ingreso de generación renovable a gran escala en los sistemas de potencia, particularmente la eólica y solar, que son conocidas por su intermitencia y fluctuaciones, para evaluar cuáles son los principales factores de compromiso que son necesario identificar en el análisis del acceso a gran escala de este tipo de recurso.

En la actualidad se observa que la figura de la generación renovable¹, en el que es preponderante la participación de recurso eólico y solar, ha experimentado un cambio de paradigma en cuanto a su concepción en los sistemas eléctricos. Los cambios en la redes se manifiestan en nuevos requerimiento para su diseño y operación, tanto desde el punto de vista técnico como aquellos vinculados a los aspectos económicos. Particularmente, algunos puntos a tratar de la incumbencia con la incorporación en la matriz energética de generación basada en energía renovable (eólica) son: variabilidad de la fuente de energía, estacionalidad y pronóstico de la disponibilidad del recurso primario (viento y sol, entre otros), estabilidad transitoria y en estado estacionario (frente a perturbaciones de frecuencia y/o tensión.), reservas operativas para la respuesta en frecuencia del sistema, estabilidad de tensión y soporte de potencia reactiva, y otros vinculados a la calidad de energía (armónicos, flicker, inyección de DC); reconfiguración de protecciones.

Entre los principales aspectos a tener en cuenta, y que son intrínsecos al recurso, están los análisis de variabilidad y previsibilidad del recurso primario (viento), y las tecnologías utilizadas en la conexión. Estos aspectos determinan la interacción del recurso con el

¹ El informe trata a la generación eólica en el contexto de alternativas renovables, que al igual que otros recursos tiene similar arquitectura de conexionado (red de media o colectoras, convertidor, y transformador media/alta tensión), por ello, a lo largo del documento las conclusiones obtenidas son de aplicaciones para todas aquellos recursos, salvo las características aquellas que son endógenas al recurso primario.



sistema eléctrico, y particularmente con las restricciones del sistema para cumplir criterio de calidad de servicio y seguridad operativa.

Desde otro punto de vista, y ahora relacionado con el efecto sobre el sistema con que el ingreso de generación eólica a gran escala impacta en los sistemas interconectados de transmisión, se pueden mencionar al menos los siguientes puntos:

1. Desplazamiento en despacho de generación de centrales eléctricas basadas en combustibles líquidos.
2. Disminución de unidades regulantes que participan en las reservas a asociadas a la regulación de frecuencia, para cubrir posibles desbalances entre oferta y demanda.
3. Impacto en estabilidad dinámica por cambios en la inercia resultante y por el desempeño de los controladores asociados a las unidades de generación y al tipo de conexionado (convertidores en la mayoría de los casos).

El primer punto trae como consecuencia que el incremento porcentual del recurso energético renovable genere una disminución de la participación en el despacho de centrales eléctricas basadas en combustibles no renovables. Basicamente, porque el recurso eólico desplaza a las centrales térmicas con altos costos de combustibles y no se considera dentro del despacho convencional (en el intento de utilizar plenamente el recurso primario). Desde el punto de vista económico, esto determina cambios en los costos operativos (relacionado a combustibles líquidos) para el abastecimiento del sistema, independiente de los costos que involucra reconocer una tarifa para los recursos renovables (generalmente del tipo PPA²).

El segundo punto puede observarse en el impacto en la determinación del número, cantidad y tipo, de las reservas operativas para cubrir posibles desbalances entre oferta y demanda. Desde el punto de vista económico se advierte con cambios en los costos del despacho y de las reservas (en la medida que son modificadas), ya que asignar margen de reservas implica modificar la oferta disponible del parque de generación. Adicionalmente, los costos de largo plazo de mantener niveles aceptables de reservas no deberían superar primas que promocionan la actividad de generación a partir de recurso eólico. Este aspecto requiere un tratamiento adecuado de la electricidad en el análisis económico porque hay que lograr “armoniosamente” un despacho de generación con tecnologías y recursos primarios diversos.

En cuanto a los requerimientos de reserva, están en relación a los cambios esperados en la demanda (intermitencia y fluctuaciones) y posibles desbalances por pérdidas de algún elemento de red³. La variabilidad e incertidumbre del recurso eólico puede ser tratado del mismo modo, es decir, puede verse como un incremento de la demanda en la proporción de la planta eólica que desconectó (en caso de una reducción de generación). Por lo

² PPA: Power purchase agreement (acuerdo de compra de energía)

³ Al igual que otros commodities, la comercialización de la electricidad a menudo se lleva a cabo a través de contratos estandarizados de intercambios, sin embargo al momento de aplicar conceptos básicos a los mercados mayorista eléctricos no resultan tan sencillo, debido a las a que las leyes de la física del electromagnetismo imponen limitaciones cruciales, uno de ellos es que se debe cumplir un equilibrio en tiempo real entre la generación y la demanda para garantizar la estabilidad de la frecuencia.



tanto, hay un costo adicional para lograr el abastecimiento de la demanda y eólico variable que tiene un comportamiento de la que no se tiene 100% de certeza (que con pronósticos adecuados se aplacan estos resultados). Estos costos se reflejan sobre los costos asociados a las reservas operativas necesarias para cubrir la variabilidad o incertidumbre asociada.

Finalmente, el tercer aspecto, desde el punto de vista técnico puede observarse el impacto en la estabilidad transitoria del sistema eléctrico de potencia, debido a cambios en la inercia resultante y en el grupo de unidades que participan en la regulación de frecuencia (margen de reservas operativas disponibles), y una afectación sobre los requerimientos técnicos para el acceso a la red debido al tipo de respuesta de las tecnologías comúnmente utilizadas (con convertidores/electrónica de potencia).

En el Anexo I se profundiza sobre el impacto que genera el ingreso de generación eólica a gran escala a los sistemas eléctricos de potencia, en el se analizará el Impacto Técnico del Conexión a las Redes Eléctricas, y aquellas afectaciones que genera en Aspectos de la Operación Económica, y finalmente sobre los Requerimientos de Servicios Complementarios asociados a la determinación de las Reservas Operativas.

Si bien, el presente trabajo apunta al análisis de integración de generación eólica, sin embargo, éste debería ser extensivo conceptualmente a otras fuentes renovables con similares tecnologías y características, en similar grado de penetración, y eventualmente un moderado análisis de las características de la incertidumbre del recurso primario.

2. INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA

En general, se pueden mencionar ventajas y dificultades que propone la integración de energía eólica a gran escala, las desventajas con origen en la variabilidad y fluctuaciones del recurso. En este sentido, las nuevas herramientas para tener pronósticos previsibles, las potencialidades de las nuevas tecnologías de conexión a la red (con o sin fuente de almacenamiento), las posibilidades de respaldo que brindan la nueva generación térmica con arranques rápidos (respaldo para la toma de carga rápida), y desarrollo de servicios auxiliares (complementarios), permiten tener un recurso gestionable desde todo punto de vista, con el sentido de obtener el mayor beneficio del aprovechamiento del recurso eólico.

El acceso está supeditado a nuevos desafíos y esto involucra evaluar el grado de expectativas que se tiene del mismo, propio de cada país y matriz energética. Por ello, desde un punto de vista teórico, en general es premisa definir con criterio la cantidad óptima de ingreso de renovables, como por ejemplo producto de determinar la intersección de las curvas del beneficio y costos marginal. Sin embargo no es trivial el resultado, ya que el costo marginal depende del conocimiento de las tecnologías utilizadas, el precio de la materia prima, la curva de suministro de la fuente de energía primaria.

En el contexto del recurso eólico, es necesario tener conocimiento la intermitencia, fluctuaciones, y variabilidad del recurso, con el sentido de evaluar la disponibilidad de un recurso que se caracteriza por ser despachable de base (en el intento de utilizar plenamente el recurso primario). Ya que la incertidumbre en el pronóstico de los recursos se traduce en riesgos que debe afrontar el sistema para mantener niveles adecuados de



confiabilidad, por problemas operativos y costos que se debe afrontar en caso de que el sistema tenga riesgo de colapso con el ingreso de del recurso.

Una forma adecuada de tratar la incertidumbre en el recurso eólico es determinando niveles de reserva operativas adecuadas, en cuanto a cantidad y calidad de las unidades comprometidas, a modo de cobertura de riesgo por la ausencia del recurso primario. Esto significa que ha que trabajar sobre las formas y niveles en que se respalda la ausencia del recurso, más que en la forma de predecir la ausencia del mismo. No obstante, se necesita de reservas operativas adicionales que deben ser destinadas a garantizar la seguridad de funcionamiento y minimizar los costos asociados. Desde el punto de vista de los pronósticos la única solución es limitada al uso de las unidades de generación convencional para compensar las necesidades de reserva. En el caso Argentino, los niveles de reserva ante la presencia de energía eólica correspondería cuantificar la reservas mínimas del sistemas con generación convencional para responder antes los variaciones del recurso de viento y los errores de pronóstico (que son evaluados por funciones de densidad de probabilidad).

3. NATURALEZA Y OBJETIVOS DEL TRABAJO

El ingreso a gran escala de la generación eólica a los sistemas eléctrico de potencia requiere de planificación de corto y largo plazo. Estas acciones tienen relación al recurso eólico disponible desde un punto temporal (estacionalidad) y geográfico (por su ubicación espacial en las regiones).

La operación de corto plazo requiere de acciones predictivas para la planificación de la operación y la determinación de las reservas operativas de generación regulante (térmica o hidráulica), para mantener niveles de confiabilidad de suministro aceptables, teniendo en cuenta pronósticos adecuados que representen la variabilidad del recurso eólico.

Desde el punto de vista de la planificación de largo plazo, el ingreso determina los beneficios que se logren en la operación económica de sistema, como producto del sustitución de combustibles líquidos (impacto en los costos y ambiente), en armonía con señales adecuadas de precios.

Estas restricciones representan un desafío en la efectiva integración de generación eólica en el que se intenta encontrar una situación de equilibrio entre retos técnicos y económicos, para mantener la confiabilidad de suministro.

Por ello, surgen ciertas preguntas para el desarrollo efectivo de la matriz energética y de la planificación y operación de los sistemas eléctricos:

- ¿Cuáles son los aspectos técnicos y económicos que se ven influenciados con el grado de penetración de energía eólica en los sistemas eléctricos?
- ¿Cuántos de ellos se tendrían aún en ausencia de la integración de generación eólica?
- ¿Cuál y cómo es el tratamiento de los aspectos que requieren acciones para la efectiva integración?
- ¿Cuánto es el nivel de generación de energía eólica que admiten los sistemas eléctricos de potencia y los mercados eficientes?



-
- ¿Cuáles de ellos son admisibles sin lograr que los beneficios técnicos y económicos sean superiores a los que se tendría en su ausencia?

En este sentido, el trabajo apunta a mostrar la operación del sistema y el grado de admisibilidad para incorporar generación eólica a grand escala. En este sentido, surge la necesidad de presentar criterios definidos para determinar cuál es el grado de admisibilidad de las redes para la inserción de generación eólica, que permita obtener resultados concretos sobre los objetivos en cuanto recurso eólico de la matriz energética. Adicionalmente, presentar un posible tratamiento que debería tener las políticas de promoción del recurso, desde un punto de vista económico y técnico a partir de la comparación con el caso desde un punto de vista de una evaluación privada.

El objetivo final, es desarrollar criterios que permitan determinar un rango recomendable de ingreso de energía eólica a la oferta de energía eléctrica, utilizando el caso de Argentina, de modo que se logre el objetivo de diversificar la matriz energética con la incorporación de fuentes de energía renovable y que la misma resulte sostenible técnica y económicamente. Para ello, el presente trabajo identifica y valoriza los factores operativos que estén influenciados por el grado en que ingresa la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia. En este sentido, es importante presentar los aspectos técnicos que influyen en la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, y se valoriza económicamente el impacto que genera sobre la operación de la red el ingreso de generación eólica.



CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DEL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA

1. DESAFIOS OPERATIVOS EN EL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA

Los operadores de la red y los organismos encargados del despacho de carga utilizan distintas técnicas de planificación (con estudios de flujos de potencia y de oferta energética para el despacho), para prever el estado de la operación de la red a lo largo del día, semana, mes, y año, con el objetivo de lograr el balance entre generación y demanda a mínimo costo, en armonía con los requerimientos de calidad y seguridad de suministro. También es conocido que durante el estado de operación el sistema presenta variabilidad e incertidumbres propias del comportamiento de la demanda y otros factores aleatorios, y en estos casos la oferta de energía difiere de la demanda total, por lo que los operadores deben poner en juego las reservas de generación para corregir estos desbalances. La manera en que este procedimiento se ejecuta, y especialmente en cómo se planifica, impacta sobre el riesgo y la confiabilidad del sistema, la eficiencia en la operación y los costos operativos para cubrir esos requerimientos.

En este sentido, se observa que en general todos los operadores han desarrollado sus reglas y prácticas sobre la base de una larga experiencia operativa con generación convencional, sin embargo, el ingreso y expectativas de ingreso de generación renovable no convencional a gran escala motiva el desarrollo para nuevas formas para la operación actual, propios del ingreso de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento, y comunicaciones, entre otros. Por ello, los estudios de integración de energías renovables (ER) revelan que es necesario encontrar nuevas formas para evaluar el acceso de nueva generación del tipo no convencional (en referencia a eólica y solar), y dimensionar y adecuar los aspectos sobre qué se impacta en la cadena de suministro, como por ejemplo las reservas operativas en respuesta a la variabilidad del recuso primario.

Por lo presentado anteriormente, el ingreso de generación eólica afecta las condiciones eléctricas y energéticas debido a las características del recurso primario, ya sea por su variabilidad, intermitencia y tecnologías utilizadas, y esto determina una interacción diferente con la red, respecto de las centrales convencionales. Es decir, dichos aspectos surgen no solo del tipo de tecnología de conexión, desde el punto de vista eléctrico, sino también del comportamiento particular de la gestionabilidad energética del recurso primario en el punto de conexión en la red. En ambos casos, su ingreso trae aparejado distintos retos que deben ser abordados por los responsables de las redes de manera que el ingreso de generación renovable resulte factible sin afectar la seguridad operativa del sistema eléctrico.

A continuación, el presente capítulo tiene como premisa presentar el tratamiento adecuado del acceso de generación eólica (o generación no convencional con similares características), para evaluar aquellos aspectos que generan cambios intrínsecos a la operación de la red. Particularmente, se describen las características distintivas de la generación renovable que modifican Operación Económica, Aspectos Técnicos, y la Adecuación de las Reservas Operativas.



Luego sobre la base de presentar los principales aspectos del ingreso de la generación eólica se desarrollará la metodología propuesta para evaluar el impacto que genera su ingreso y que permita presentar criterios adecuados para determinar el ingreso a gran escala a sistemas de potencia.

2. TRATAMIENTO DE LOS PRINCIPALES ASPECTOS DEL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA

2.1 Operación económica de los sistemas eléctricos

La comercialización de la electricidad, al igual que otros commodities, se lleva a cabo a través de contratos estandarizados de intercambios (mercado de mediano-largo plazo) o en un pool donde los generadores venden su energía al precio spot en la magnitud que son despachados por el operador de la red (mercado de corto plazo). Sin embargo, a la hora de aplicar conceptos básicos de comercialización de “commodities” a los mercados mayorista eléctricos no resultan tan sencillo, debido a que las leyes de la física del electromagnetismo imponen limitaciones cruciales, con importantes repercusiones económicas: i) el almacenamiento de electricidad es costoso y sujeto a pérdidas; ii) la electricidad que es transmitida tiene costos y tiene pérdidas; iii) se debe cumplir un equilibrio en tiempo real entre la generación y la demanda para garantizar la estabilidad de la frecuencia y con ello el suministro de electricidad. Estos tres aspectos requieren un tratamiento adecuado de la electricidad en el análisis económico porque hay que lograr “armoniosamente” un despacho de generación con tecnologías y recursos primarios diversos. Como consecuencia de estas restricciones, el equilibrio de generación-demanda y precio spot de la electricidad varía en cada momento y en cada lugar.

Tal como es previsible en el despacho el ingreso de generación eólica, y renovable en general, desplaza a las centrales térmicas con elevados costos de combustibles, modificando el punto de operación de las centrales, y con ello del despacho convencional, en función de la cantidad de producción de generación renovable y la variabilidad del recurso primario. Es decir, el efecto de una mayor penetración de plantas renovables se traducirá en una reducción del costo operativo, ya que la generación eólica no tiene costos variables, y se despachan en función de la disponibilidad del recurso primario (viento, sol, etc.), al amrgen de considerar subsidios o tarifas que promuevan el ingreso de estos recursos.

En relación a la “variabilidad” hay tres propiedades a considerar y son inherentes a la tecnología eólica: variaciones en el tiempo, límite predictivo, y ubicación en la red coincidente con la existencia del recurso primario en la zona. Estos tres aspectos de la variabilidad tienen implicaciones en los beneficios, costo-beneficio, y el análisis de la competitividad de las tecnologías. Por ejemplo, el valor marginal (o precio) de electricidad depende del momento en que se produce, y por lo tanto el beneficio marginal de generadores eólico o solar puede incrementarse por el hecho de producir electricidad en los momentos de alta demanda.

Por otro lado, para cubrir las variaciones en el recurso eólico (dado que tiene incertidumbre en los pronósticos) significa hacer un ajuste en los requerimientos de



margen de reservas de las unidades de generación, y un incremento en los mismos representa una disminución de la oferta para generación para el sistema y se manifiesta como nuevos costos de reservas para asegurar el abastecimiento. Por lo tanto, hay un costo adicional para lograr el abastecimiento del sistema que tiene un comportamiento con cierta variabilidad e incertidumbre del recurso. Estos valores se pueden reflejar sobre los costos asociados a las reservas operativas necesarias para cubrir estos requerimientos.

A continuación se presentará una descripción del impacto esperado en los Costos Operativos y el tratamiento sobre la Proporción Porcentual de la Generación Eólica en los Sistemas eléctricos.

2.1.1 Impacto en los costos operativos

Desde el punto de vista de los costos operativos para cubrir los requerimientos de la demanda, se espera que el ingreso de plantas eólicas determine una reducción de los costos operativos y en los costos marginales de corto plazo, básicamente por desplazamiento en el despacho de generación de máquinas que consumen combustibles líquidos - fósiles. Estos costos tienen en cuenta que el valor de la producción de la generación renovable es nulo, en relación al combustible primario, ya que el despacho no considera los costos incurridos en subsidios o tarifas que promocionan el ingreso de estos recursos.

Es claro que esto no significa que la generación renovable para el sistema tenga un costo cero, sino que el costo efectivo de estos mecanismo de promoción (tipo PPA) se traducen en gravámenes o peajes a los usuarios del sistema para formar fondos que cubran estos requerimientos financieros, con el objetivo de diversificar la matriz energética en compromiso con el ambiente y reducción de gases efecto invernadero.

En la actualidad se observan mecanismo que promocionan los recursos renovables, y particularmente la eólica con cierto objetivo porcentual. El mecanismo consiste en licitar o subastar la compra de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables por una cantidad pactada, aceptando ofertas con módulos de potencia de hasta cierto valor definido por la regulación vigente, mediante contratos de largo plazo (que varía de 10 a 15 años). Es decir, se le reconoce un precio para la energía entregada que cubra los costos de inversión y operativos con una tasa razonable de ganancia que se definirá para cada proyecto, garantizando el precio de la energía que produzcan y vendan al mercado de referencia. Luego, en la práctica la remuneración es función de la venta de su energía en el mercado spot, añadida una "prima" que garantiza la tarifa de adjudicación de la licitación.

Estos mecanismos consideran que una mayor penetración de plantas renovables llevará a una bajada en los costos marginales de corto plazo y, por consecuencia, a una reducción de los ingresos en el mercado spot, aunque se traducen en un aumento de las "primas o peajes" para remuneración de los recursos renovables que están siendo promocionados.

Por otro lado, una característica conocida de las plantas eólicas es su incapacidad de administrar la producción con las tecnologías utilizadas en la actualidad, pues este tipo de centrales no tiene capacidad de almacenar la energía producida durante un lapso y



en otro momento entregarla a la red, debido a los altos costos de almacenamiento. Del mismo modo, no contribuyen a la regulación de frecuencia y, consecuentemente, otros tipos de centrales (térmicas convencionales, hidroeléctricas con capacidad de regulación, etc.) deberán asumir este rol para cumplir con los requisitos con respecto a la reserva, con el consiguiente impacto en el costo operativo por el hecho de necesitar que se mantenga cierto grupo de máquinas “regulantes”. Aún en el caso de considerar el efecto de incrementar centrales sincronizadas con capacidad de regulación, se espera que un mayor grado de generación eólica reduzca los costos operativos y costos marginales de corto plazo.

En el presente informe se evaluará el impacto en los costos operativo para el caso del sistema Argentino, simulando el SADI que considera una proyección de demanda y los planes previstos de expansión de transmisión y generación.

2.1.2 La participación porcentual de energía eólica

Desde el principio se mencionó el interés de los países en relación al grado de participación de las energías renovables en su matriz energética, y particularmente la de generación eólica. En general, desde un punto de vista teórico se intenta definir la cantidad óptima de generación renovable, que determina el nivel de participación en la matriz energética conocido como “first-best”. Para lo mismo, es necesario maximizar el beneficio social y privado, lo que viene caracterizado por la intersección entre el costo marginal de largo plazo y beneficio marginal.

Sin embargo, derivar el costo y el beneficio marginal de la energía eólica no es trivial, ya que, por un lado, el costo marginal depende del conocimiento de las tecnologías utilizadas, el precio de la materia prima, la curva de suministro de la fuente de energía primaria, lo que exige conocer su intermitencia y fluctuaciones. Estos aspectos se ven influenciados por la variabilidad de la energía renovable, lo que aumenta el error de pronóstico de la curva de suministro de generación eólica y no genera certeza en el intento de utilizar plenamente el recurso primario.

Por otro lado, el beneficio marginal está influenciado por los costos sociales y privados de las fuentes alternativas de electricidad, tales como los costos de inversión, precios de los combustibles, y externalidades, como pueden ser los factores ambientales.

El presente documento abordará los resultados de la operación económicos del sistema con ingreso de diferentes porcentajes de ingreso de generación eólica, para identificar cuál es la unidad porcentual que su incremento genera una reducción de costos operativos por arriba del costo incremental de la inversión realizada.

En el Anexo se presenta una forma conceptual del análisis de los aspectos económicos de las energías renovables que tienen recursos variables y no consideran almacenamiento, de acuerdo a la bibliografía de referencia.

2.2 Estudios de Sistemas de Potencia

A continuación se agrupa los aspectos técnicos preponderantes al momento de evaluar el impacto sobre la red del ingreso de recurso eólico. Este apartado muestra aspectos técnicos relacionados al impacto en el punto de conexión en la red, a la estabilidad del



distema, y en general los requerimientos mínimos establecidos en la normativa.

2.2.1 Impacto en el punto conexionado a la red

Como mencionamos anteriormente, el ingreso de generación eólica, al igual que generación tradicional (convencional), genera un impacto en el punto de conexión que afecta las condiciones eléctricas y, por otro lado, las características del recurso (en cuanto a su intermitencia y tecnologías utilizadas) determinan una interacción diferente con la red a las centrales convencionales.

El principal aspecto

A continuación se describe conceptualmente los principales aspectos que impactan en la conexión de generación eólica renovable en el sistema eléctrico. Para más detalle recurrir al Anexo I del presente informe.

a Variación de tensión

La conexión de generación eólica modifica el perfil de tensión del punto donde se conecta, ya sea por la potencia activa inyectada o por la capacidad para cubrir los requerimientos de potencia reactiva en el nodo. El ingreso de potencia activa, sea cual sea la tecnología, aumenta mejora el perfil de tensión del punto común de conexión, y el soporte ante la variación de tensión depende de la relación entre la potencia del generador y la potencia de cortocircuito de la red y de la relación R/X en el punto de conexión.

La potencia de generación conecta entonces está limitada a que se produzcan cambios sustanciales al control de tensión en las barras (subestaciones) de red involucradas al acceso. La limitación es mayor y las necesidades de capacidades de control de tensión son mayores cuando las distancias involucradas son grandes al punto de conexión el generador, para el caso de redes radiales, y está profundamente ligado a las potencias de cortocircuito en el punto de conexión y los escenarios de análisis.

Para contrarrestar las situaciones mencionadas, que resulta preponderante en escenarios de gran penetración de generación eólica (renovable en general), las unidades deben tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión, capacidad para modificar el factor de potencia en función de las tensiones de operación establecidas por el operador de red. Para esto deben contar con un sistema de control de tensión con una respuesta similar a la de un regulador automático de tensión de una central convencional.

Asimismo, puede ser necesario integrar equipos de control de tensión en paralelo como puede ser el caso de STATCOM o SVCs. Desde el punto de vista operativo, se debe tener en cuenta el aporte de potencia reactiva en ciertas condiciones emergencia por fallas en las cercanías y no desconectar en condiciones desfavorables (establecidas generalmente en los requerimiento mínimos de normativa).

b Huecos de tensión

Un caso particular relacionado al análisis de acceso son las desconexiones que puede generar los huecos de tensión⁴. En situaciones donde la penetración de estas tecnologías

⁴ El hueco de tensión es una reducción brusca de la tensión de alimentación desde un valor cercano a la tensión nominal declarada hasta el valor cero.



es reducida la desconexión de las unidades ante cualquier perturbación no supone un problema, sin embargo, en escenarios donde la matriz de generación presenta un elevado porcentaje e generación renovable, debe evitarse la desconexión de la misma durante huecos de tensión. Por ello, las plantas deben tener capacidad de soportar este tipo falla durante un intervalo de tiempo determinado. En la jerga es lo que se denomina Capacidad de soporte ante falla, y su expresión en inglés; Fault Ride Through (FRT) o Low Voltage Ride Through (LVRT). El objeto de este requerimiento es que las unidades renovables no solo permanezcan conectadas para evitar un desprendimiento masivo de generación, sino para que también realicen un soporte de tensión post falta, de manera de ayudar a mantener la estabilidad del sistema no solo a nivel angular (estabilidad transitoria) sino también a nivel de tensión

2.2.2 Impacto en la estabilidad del Sistema

En el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia resultan tres aspectos preponderante al momento de conocer la respuesta de la red en su conjunto: estabilidad de Frecuencia, de Tensión y de Ángulo, y con el acceso de nuevo equipamiento es necesario conocer estos aspectos en el marco de estudios operativos o de planificación. El ingreso de generación eólica, y renovable en general, es una de las formas en que sufre cambios la red y por ende puede generar impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia. El sistema eléctrico, en este nuevo escenario de nuevas tecnologías y respuestas dinámicas, tiene que satisfacer la demanda de energía eléctrica y ser responsable de proporcionar un sistema de potencia estable en cuanto a criterios de calidad y seguridad. En el Anexo se amplía detalle sobre el marco conceptual de la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia⁵.

Para el caso de generación renovable, es preponderante la tecnología involucrada en el tipo de conexión. En el caso de sistemas que utilizan generadores sincrónicos, los puntos a tener en cuenta son los mismos que incumben a la generación convencional. En nuestro caso es preponderantes el análisis de tecnologías que consideran conexión a través electrónica de potencia (convertidores).

La estabilidad del sistema se puede clasificar en aquellos que se verifica el ángulo del rotor, la tensión y la estabilidad de la frecuencia, y no necesariamente se debe a hechos aislados. Cada uno de estas tres estabilidades se puede clasificar en ser de gran perturbación o pequeña perturbación, en corto o largo plazo.

a Estabilidad de Frecuencia

Se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener la frecuencia de equilibrio después de una perturbación severa entre generación y carga. Depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la generación y la carga del sistema, con la mínima pérdida de carga y/o generación. El ingreso de generación eólica renovable, se aprecia un impacto, particularmente de disminución, en la inercia acumulada en las masas rotantes del sistema y en de aquellas máquinas que participan en el control para retornar a estado estable, una vez ocurrida una perturbación en el sistema como un rechazo de

⁵ La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad de un sistema eléctrica, para una condición de funcionamiento inicial dada, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación

carga preventivo.

Salvo la componente inercial del sistema, los parques eólicos y solares, por su naturaleza variable, no participan en el control de frecuencia por lo que no tiene impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta los intervalos de tiempo relevantes para el control secundario (15 minutos). Sin embargo, como ya se mencionó, el hecho de que los aerogeneradores con tecnologías de velocidad variable e inversores modernos no tengan inercia, influye en la estabilidad de frecuencia.

Es decir, que el principal impacto se puede resumir como que la reducción en la inercia de estos sistemas conduce a cambios más rápidos en el rango de frecuencia y con ello a caídas de frecuencia más profundas. Esto es particularmente relevante en el caso de redes completamente en isla o en el caso que surja una desconexión que genere una isla en parte del sistema.

b Estabilidad de Tensión

Es la capacidad del sistema para mantener las tensiones de estado estacionario en todas las barras del sistema cuando se somete a una perturbación. En caso de fluctuaciones de tensión se producen debido a los dispositivos de acción rápida, cambios bruscos de viento y poco control de potencia reactiva, en motores de inducción, la unidad electrónica de potencia, HVDC (corriente continua en alta tensión, HVDC por sus siglas en inglés, High Voltage Direct Current), etc. La estabilidad de la tensión depende del equilibrio de demanda de potencia reactiva y la generación en el sistema.

Generalmente los generadores modernos eólicos y fotovoltaicos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores sincrónicos de grandes plantas de potencia convencional, y cualquier impacto puede ser mitigado con costos moderados mediante la instalación de compensación de potencia reactiva.

El soporte de tensión debe ser analizado en los sistemas eléctricos en forma regional por áreas delimitadas, dado que regulación de tensión y el suministro y/o absorción de potencia reactiva tiene efecto en áreas delimitadas.

En muchos casos se puede verificar si se cumplen con los límites operativos de la normativa a través de sensibilidades en cada nodo con respecto a la inyección de potencia activa y reactiva, y las variaciones esperadas de tensión ante fluctuaciones de potencia activa por variación de vientos (por ejemplo máxima variación rápida de producción del parque en menos de 10 minutos – valor máximo de referencia: 40%). En caso de varios parques eólicos concurrentes a una misma zona se deben evaluar las variaciones de producción simultánea del conjunto.

Esto permitirá estimar:

- Requerimientos de compensación o límites de intercambio de reactivo exigidos a permisionarios para posibilitar la transmisión de su energía.
- Deficiencias o incapacidad para el control de tensión en los puntos de interconexión.

Con escenarios equivalentes de flujos de cargas se deben simular variaciones de generación de los nuevos agentes con el fin de detectar si las mismas pueden requerir:

- Instalación de compensación shunt fija
- Instalación de sistemas de compensación dinámica (SVC's)

El cálculo se debe realizar para aquellas regiones en las cuales se detecte la instalación de un número de importancia de generadores, con el fin de determinar:

- Cantidad de MVAR de capacitores shunt por MW instalado
- Cantidad de MVAR de SVC's por MW instalado.

Finalmente para cada región se deben determinar los costos de instalación y mantenimiento de capacitores shunt y SVC's necesarios por MW de generación de generadores de recurso eólico.

c Estabilidad de Ángulo

Es la capacidad del sistema para permanecer en sincronismo cuando se somete a una perturbación. La estabilidad de ángulo depende principalmente del equilibrio entre la generación de energía real y la demanda. El ángulo del rotor de un generador depende del equilibrio entre el par electromagnético debido a la generación de potencia eléctrica y el par mecánico debido a la entrada de energía mecánica a través de un recurso primario.

Puesto que los generadores eólicos y solares, y las tecnologías de conexión (electrónica de potencia) que no están sujetas a la excursión angular del rotor, no tienen inconvenientes de estabilidad transitoria en sí mismos, y sus impactos son únicamente indirectos (positivos o negativos) en relación a los tiempos involucrados en los despejes críticos de falla.

2.2.3 Antecedentes de la normativa para el acceso de generación eólica

En cuanto a este punto el desarrollo del mismo está en el Anexo, donde se describirán los puntos salientes que involucran a la reglamentación para la conexión de generación renovable en países líderes en este recurso o tecnología, como son España, Alemania, Estados Unidos. Asimismo se describirá la reglamentación en Perú y Argentina, pues se considera que es de utilidad mostrar información sobre dos países latinoamericanos con gran potencia de las energías renovables en la región.

Los requerimientos de la normativa internacional en general se encuentran en línea al igual que los requerimientos las instalaciones de generación de fuentes renovables exigidos en la región. Se observan premisas relacionadas al control de tensión, para la no desconexión de las plantas, y aquellas relacionadas a la calidad del producto técnico. Cabe mencionar que las exigencias de las últimas generaciones de tecnologías y la disponibilidad de controles permiten cubrir las exigencias establecidas para contrarrestar las "debilidades" de los generadores respecto de las tecnologías convencionales.

2.3 Previsión de la variabilidad de la energía renovable

Es conocido que el agregado de generación eólica incrementa la variabilidad e incertidumbre del sistema en cuanto a los pronósticos de oferta energética para el suministro de la demanda, en relación a la determinación de los pronósticos de corto y mediano plazo. La determinación de reservas adecuadas es una de las opciones disponibles para corregir estos posibles desvíos. El hecho de no cumplir con el balance



energético puede llevar al colapso al sistema, que de hecho implica mayor costo que el propio de reasignar adecuadamente reservas para cubrir estos desvíos.

En general, los sistemas tienen variabilidad e incertidumbre que tienen origen en los cambios en los pronósticos de demanda y la oferta de generación hidráulica, pero en general mucho menor que las renovables en el corto plazo.

En la medida que se logre una mejora importante en los pronósticos de producción de los renovables, por mejor conocimiento de los recursos, se reducirá la imprevisibilidad. Del mismo modo que si se reducen los intervalos de pronósticos y despachos con espacios no mayores a 10 minutos se logra ajustar mejor el despacho a las variaciones del parque generador renovable, se disminuyen los sobrecostos por redeterminación de los costos operativos, de las reservas y se adecua la red para que tener seguridad operativa ante posibles estados de inestabilidad.

En sistemas con generación variable es necesario considerar las siguientes características:

- **Variabilidad:** La regulación debe lidiar permanentemente con las variaciones aleatorias de demanda y generación. La carga tiene ciclos diarios que en muchos casos dependen de las condiciones atmosféricas (temperatura). La generación fotovoltaica y la generación eólica adicionan patrones de variación de su producción. El seguimiento de la variabilidad puede exigir más flexibilidad operativa y redespachos con mayor frecuencia: un despacho por hora no está preparado para variaciones a cada 5 minutos. Tener despachos con mayor resolución temporal para representar dicha variabilidad adecuadamente y definir eficientemente las reservas necesarias.

El incremento de equipos generadores disminuye fuertemente la variabilidad de la producción. La curva de producción de un parque con centenares de máquinas es notablemente más constante que la de un parque con pocas unidades, ya que, entre otras cosas, las variaciones de viento no alcanzan a todas las máquinas al mismo tiempo.

Las reservas operativas deben adaptarse a la producción de los renovables, es decir, que si dichas fuentes se encuentran en su nivel máximo de generación debe contarse con reserva para incrementar la producción en otras unidades y, en el caso de mínima generación, reservas para reducir la producción en otros generadores.

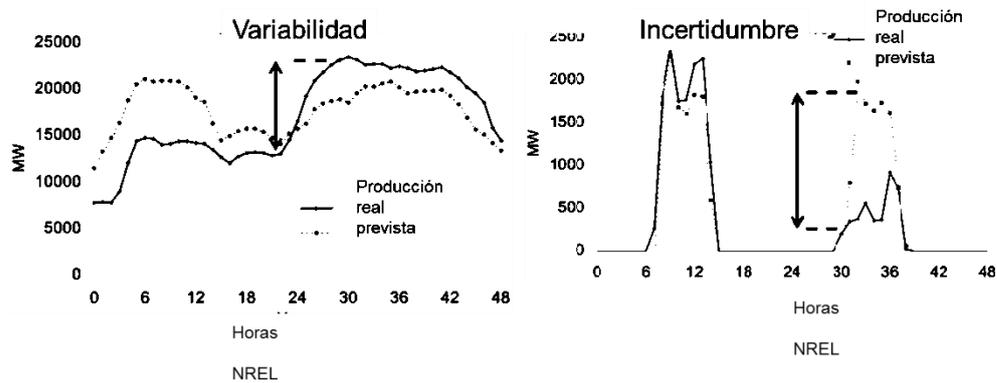


Figura N° 1 Variabilidad e Incertidumbre de la generación renovable
(Elaboración National Renewable Energy Laboratory- NREL)

- **Incertidumbre:** Son los cambios inesperados en las variables del sistema eléctrico. Son evoluciones de la demanda o del aporte de renovables diferentes a los esperados al preparar los despachos. Requieren reservas operativas dado que obligan a modificar el perfil de suministro a la demanda.
- **Contingencias:** Para equilibrar generación/demanda ante grandes contingencias se suele considerar la máxima salida de interconexión y/o generación. Las rampas importantes de generación solar o eólica comparten características con contingencias convencionales de generación, pero las variaciones de la generación renovable, por lo general, son más lentas que las convencionales.

Es de resaltar que, comúnmente, los costos de las reservas necesarias para soportar la salida más importante no son asignados a esas máquinas, sino al total de la demanda, mostrando que no se identifica en muchos costos el responsable de su origen, sino que la demanda paga por la seguridad operativa.

Los renovables no exigen la actuación de la regulación primaria, porque no se producen salidas intempestivas de gran porte, pero si reducen el parque con capacidad para contribuir a la RPF, como se mencionó anteriormente.

Los generadores convencionales requieren desde algunos minutos hasta, aproximadamente, un día para el arranque. Debido a esto y a la incertidumbre de la disponibilidad de los recursos renovables pueden llevar a despachar más máquinas convencionales que las que finalmente resultan necesarias. Esto puede derivar en plantas convencionales operando lejos de su máximo rendimiento, es decir, ciclando su potencia o trabajando al mínimo técnico. A causa de situaciones de este tipo, en algunos países, en condiciones de mínima demanda, resulta difícil mantener a todos los renovables en operación (Ejemplo Italia).

2.4 Determinación de las reservas operativas

Las características en la determinación de reservas operativas tienen un tratamiento tanto técnico como económico, debido a que son temas que tienen origen en la determinación del volumen para mantener la estabilidad del sistema (estudios eléctricos) y, por otro lado, esto implica asignar centrales con mayor margen de reserva y el desplazamiento de centrales con capacidad regulante (oferta energética) con el ingreso de generación



renovable (en general no regulaten). Cabe mencionar que las reservas operativas son parte de los servicios complementarios, y son parte de la seguridad operativa de los sistemas eléctricos ya que son necesarios para mantener funcionalmente estable la red.

Las reservas sirven para respaldar cambios en los pronósticos de demanda, incertidumbre de algunos recursos de red, condiciones inadmisibles de falla o simplemente para cubrir requerimientos de estabilidad. Particularmente, el ingreso de generación renovable, que tiene como característica una producción variable por el recurso primario (eólico), incrementa la variabilidad e incertidumbre propia de la producción y puede exigir incrementos en las reservas. Los pronósticos de viento en muchos casos mejoran las expectativas de definición de la producción y es posible reducir con cierto grado la imprevisibilidad del recurso. Es decir, que la determinación de las reservas es el principal requerimiento técnico adicional que se observa con ingreso de generación eólica de producción variable (considerando las actuales tecnologías que hay en el sector).

En el análisis del presente trabajo se ha asumido que la generación renovable eólica, al igual que la solar y la generación nuclear, no participan en la regulación automática de frecuencia, tal como en general ocurre con las tecnologías empleadas en los proyectos de renovables en general y que no tienen tecnologías almacenamiento o algún tipo de respaldo para respaldar la ausencia del recurso primario.

A los fines del estudio, el hecho de que las tecnologías utilizadas no permitan participar de los servicios de regulación determina una hipótesis conservadora para el trabajo, ya que de este modo el análisis realizado considera el caso de mayor impacto sobre los complementarios y las variables de funcionamiento de la red.

2.4.1 Clasificación de las reservas operativas

Las reservas operativas, en general pueden ser clasificadas por:

- Velocidad de respuesta (tiempo para el arranque y tasa de crecimiento)
- Duración de la respuesta
- Frecuencia de uso
- Sentido de aplicación (crecimiento o reducción)
- Tipo de control (activación desde Centro de Control, autónoma, automática, etc.)

Algunas reservas operativas responden a las rutinarias variaciones de la generación o la demanda, las cuales ocurren en diferentes escalas de tiempo, desde segundos hasta días, requiriendo diferentes estrategias de control dependiendo de la velocidad de las variaciones.

En cambio, otras reservas son necesarias para responder a eventos imprevistos, menos frecuentes, tales como el disparo de un generador o la pérdida de una interconexión.

A continuación, algunas definiciones de reservas y tipo de regulación que son tradicionales, y usualmente son reconocidas en la literatura y las normativas internacionales (antes de la irrupción del fenómeno de energías renovables con sus características de variabilidad e incertidumbre):

Regulación primaria. Es la respuesta automática medida en MW de la unidad generadora al activarse el regulador automático de velocidad (RAV, “governor” en inglés) ante un cambio en la frecuencia eléctrica del sistema con respecto a su valor nominal.

Regulación secundaria: Es el aporte en MW de la unidad generadora en forma manual o automática para restablecer la frecuencia eléctrica a su valor nominal. Es la que normalmente es ejercida por los sistemas de Control Automático de Generación (AGC), aunque en algunos sistemas se aplica en forma manual. También puede incluir algún componente conformado por cargas interrumpibles. (Según las definiciones que se adopten en cada sistema, puede incluir lo que en otros ámbitos se define como regulación terciaria).

Reserva fría: Es la cantidad expresada en MW resultante de las unidades generadoras disponibles y que no se encuentran conectadas al Sistema. Es la reserva no rodante, que puede incluir unidades generadoras que pueden ser arrancadas en tiempos relativamente breves (por ejemplo en un rango de entre 5 y 30 minutos).

Reserva operativa: Es la reserva rotante del área más la generación que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado (10 minutos normalmente), más la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo”.



Figura Nº 2 Esquema de clasificación de reservas operativas
(Fuente internacional)

2.4.2 Impacto en la determinación de las reservas

El ingreso de generación eólica, y no regulante⁶ en general, implica un desplazamiento en el despacho de las centrales con capacidad regulante⁷ en el suministro de la demanda (para un momento dado), por lo que es necesario asignar margen porcentual [%] mayor a las centrales regulantes para cumplir con la cantidad de [MW] comprometidos al servicio

⁶ Generación No Regulante: generación sin capacidad para proveer los servicios de regulación de frecuencia.

⁷ Generación Regulante: generación con capacidad y participa efectivamente en los servicios de regulación de frecuencia.

de regulación.

A continuación se presenta un caso de un sistema con diferente grado de participación renovable (no regulante) en que es necesario cumplir con un 3% de reserva instantánea o de cortos plazo.

- Demanda total del sistema: 100 MW
- Valor objetivo: 3 MW (3% cuando el parque de generación es totalmente regulante)

Tabla 1 Impacto en la Determinación de las reservas

Parque térmico regulante [MW] (a)	Parque renovable [MW] (b)	Reserva (sin modificar) [MW] (c) = 3% x (a)	Reserva adicional para 3 MW totales [MW] (d) = 100 MW- (c)	Proporción Reserva (con modificación) [%] (e) = 3 MW/(a)	Aumento proporción Reserva (f)= (c)/(3%)
100	-	3.00	-	3.0%	0.0%
95	5	2.85	0.15	3.2%	10.8%
90	10	2.70	0.30	3.3%	23.5%
85	15	2.55	0.45	3.5%	38.4%
80	20	2.40	0.60	3.8%	56.3%
75	25	2.25	0.75	4.0%	77.8%
70	30	2.10	0.90	4.3%	104.1%
65	35	1.95	1.05	4.6%	136.7%
60	40	1.80	1.20	5.0%	177.8%
55	45	1.65	1.35	5.5%	230.6%

(Elaboración propia)

Nota: (a) parque térmico regulante, (b) parque renovable. (c) representa el porcentaje de reservas, 3% constante, del parque de generación regulante. (d) cantidad de MW adicionales en función del grado de penetración eólica para alcanzar los 3 MW de reservas asignados a máquinas con capacidad regulante. (e) porcentaje que representan los MW de reservas- (a)+(b)- respecto de la generación regulante. (f) incremento porcentual de los nuevos niveles de reserva por sobre el escenario base sin generación renovable (3%)..

El análisis resulta en un costo adicional por el servicio de regulación de frecuencia asociado a cambios en el despacho, ya que por cada MW adicional de generación eólica que ingrese al sistema, se deberá incrementar la potencia regulante en 0.03 MW de reserva.

Esta asignación de reserva a máquinas regulantes despachadas resultan en cambios en el estado operativo del parque de generación que puede llegar a generar despacho de máquinas regulantes (con respuestas adecuadas). Es decir, que podría representar en ciertos casos un aumento de costos operativos del sistema en los casos en que resulte necesario incorporar máquinas adicionales menos eficientes con capacidad regulante para conformar la reserva requerida. Este aumento se puede expresar como un sobrecosto horario por cada MW no regulante despachado, asociado a los nuevos requerimientos de servicios complementarios.



De este análisis resulta que es necesaria una adecuación de las reservas, que no implican un incremento en el volumen necesario para la seguridad operativa, sino que la redistribución genera cambios en los costos de la operación económica de la red, que son marginales por su magnitud. Por ello, éste aspecto es tratado en el apartado de Operación Económica, que corresponde a estudios de oferta energética. En cambio, si se tratara del volumen de las reservas operativas que son necesarias para alcanzar niveles de riesgo mínimo de seguridad operativo, el análisis se realiza a través de estudios eléctricos, para conocer la estabilidad del sistema con diferente grado de penetración renovable. Un cambio en el volumen de las reservas rotantes genera costos adicionales que serán estimados en función de la penetración de generación eólica.

3. METODOLOGÍA PARA IDENTIFICAR CRITERIOS QUE DETERMINAN EL GRADO DE INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA

En base a la descripción del impacto de la generación eólica en los apartados anteriores se formuló una metodología que identifica los estudios necesarios para analizar el ingreso de generación eólica a gran escala a los sistemas de potencia: Estudios Eléctricos y Estudios de Operación Económica. La metodología propuesta, ver figura siguiente, tiene como premisa evaluar los requerimientos y resultados del sistema orientados a establecer criterios basados en resultados que determinan el grado de penetración de energías eólica a gran escala en los sistemas eléctricos de potencia, en compromiso con todas las variables del sistema.

El análisis tiene como inicio la definición de escenarios de largo plazo en cuanto a la determinación de la demanda y oferta energética. Se considera que hay una definición del plan de expansión de transmisión y de oferta de generación, en cuanto a la generación térmica, hidráulica y renovable en general, aunque sin considerar la generación eólica, que es parte del objetivo del trabajo. Continúa con un análisis del recurso eólico (potencial) que está disponible para ingresar al sistema eléctrico, con las potencias, ubicación, y tecnologías. En este punto se determina diferente grado de participación que es posible que ingrese a la red, agrupando en bloques porcentuales de potencia eólica respecto de un valor de referencia. En nuestro caso se adopta el porcentaje que representa la potencia eólica respecto de la demanda mínima de un año de ingreso, considerado escenario de mayor vulnerabilidad para el sistema (dado escaso grado de generación regulante aprovechable, como se verá más adelante).

Una vez definido el escenario de crecimiento energético se determinan dos columnas importantes para el análisis, la primera de ellas relacionada a estudios eléctricos, en el predomina inicialmente un análisis de variabilidad eólica, y la segunda columna corresponde a un estudio de la operación económica del sistema. El análisis de variabilidad está caracterizado por la desviación estándar del recurso y el impacto en la determinación inicial de las reservas operativas.

La variabilidad del recurso determina los requerimientos en cuanto al control de tensión y los requerimientos de reserva para el control de frecuencia. El análisis considera la magnitud de la variación del recurso primario y estacionalidad, y el tiempo en que se presenta el cambio: hasta 2 minutos, de 5 a 10 minutos, más de 10 minutos y hasta 30 minutos. Estos valores caracterizan los requerimientos de reservas en: primaria,



secundaria y hasta terciaria o fría para control de frecuencia. Tener conocimiento de la variabilidad de recurso primario determina los cambios, bruscos o paulatinos de tensión que se puede tener en el punto de conexión, y si se requiere equipamiento adicional para el soporte de potencia reactiva.

En base a los escenarios proyectados se realizan los estudios eléctricos correspondientes, que incluyen un análisis estáticos y dinámicos, pudiendo ser extensivo a un análisis de estabilidad de tensión, pequeña señal, y contingencias, etc. Los escenarios de análisis deben considerar un margen de reserva aplicado a todo el parque de generación. De los estudios se verifica el desempeño del sistema y el cumplimiento de los requerimientos técnicos mínimos para el cumplimiento de la normativa, y/o procedimientos técnicos.

La segunda columna se enfoca en el análisis económico de los escenarios de proyección, el sentido es valorizar los costos operativos que resultan en el sistema los diferentes requerimientos de reservas (o margen de reservas de las unidades) con el sentido de obtener el que implique en un mínimo costos operativos (costo operativo + costo de energía no suministrada). En nuestro caso se tomará un valor óptimo previamente definido de estudios de referencia para el caso Argentino, y se simulará el sistema con distinto porcentaje de eólico. Los resultados con origen en estudios económicos deben ser verificados en los estudios eléctricos, por ello se ubica al mismo nivel, dado que en esta instancia se debe cumplir ambos aspectos.

En la medida que se cumple con los requerimientos técnicos se verifica el desempeño eléctrico y económico de todos los casos de ingreso de generación eólica previstos para el largo plazo (5%, 10%, 15%, etc.). Luego, se acopian todos los casos con el sentido de comparar el resultado y verificar desde el punto de vista de estudios eléctricos las capacidades del sistema para admitir diferentes porcentajes de generación eólica, y desde los estudios de operación económica valorizar los casos e identificar aquel que resultan en un menor costos operativo para el largo plazo para el sistema.

Finalmente, la metodología resulta en una relación de compromiso entre los criterios que basados en resultados, para cumplir aquellos aspectos con origen en las capacidades admisibles del sistema y los costos operativos que se espera para la planificación de largo plazo con generación eólica.

Particularmente, se aplicará la metodología para analizar el sistema Argentino, SADI, y bajo ciertos casos crecimiento eólico de largo plazo.

La metodología propuesta se describe mediante el diagrama de flujos a continuación:

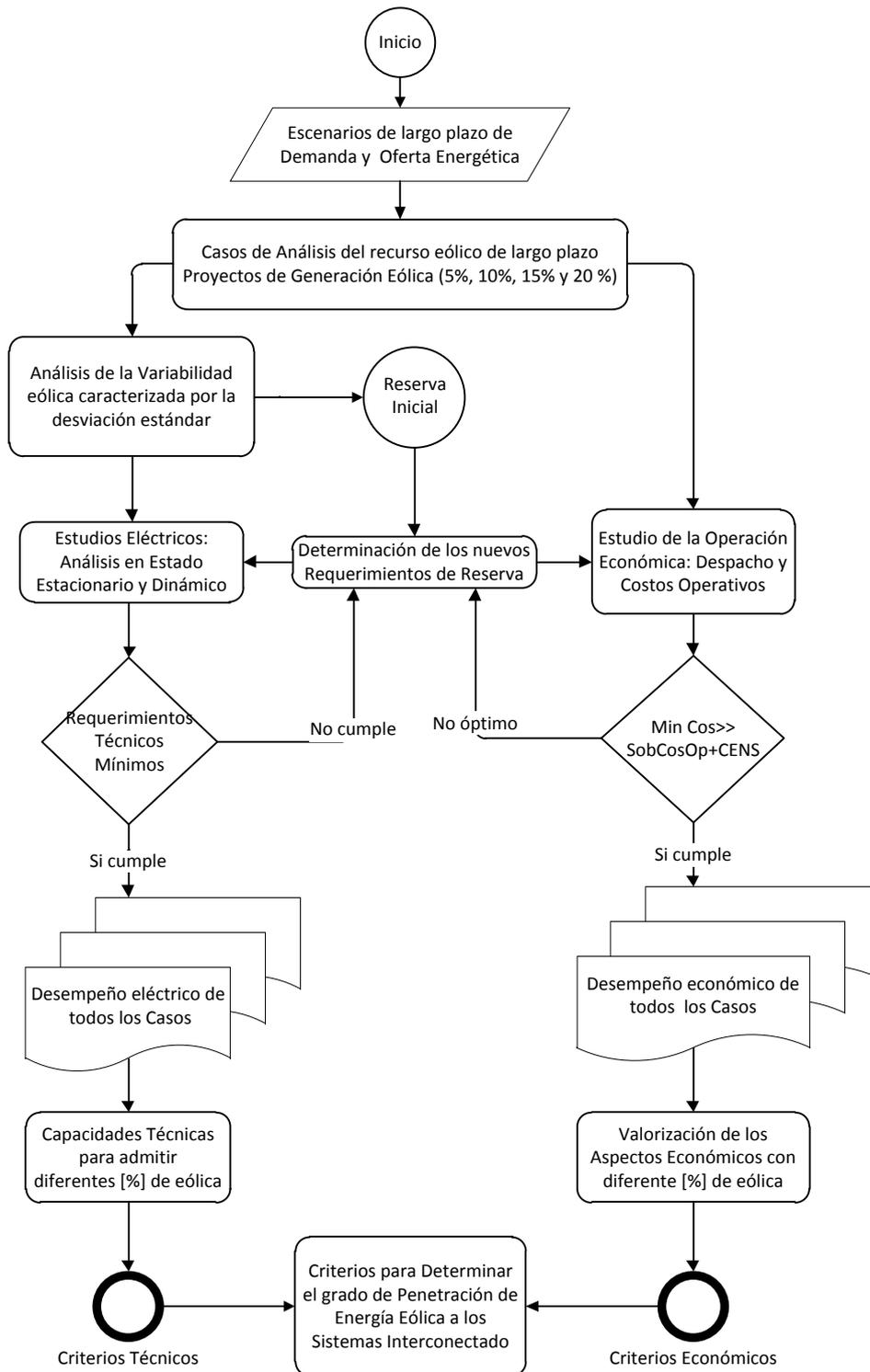


Figura Nº 3 Metodología de Criterios para Determinar el grado de Ingreso de Generación Eólica (Elaboración propia)



CAPÍTULO 3: VALORIZACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS OPERATIVOS PARA EL INGRESO DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN ARGENTINA

1. GENERALIDADES

Dado el contexto del impacto que genera el ingreso de generación eólica a gran escala en los sistemas de potencia, en el presente capítulo se evaluará el valor de los requerimientos identificando los indicadores para distintos grado de penetración eólica. El objetivo es correlacionar el grado con que ingresa generación eólica con los indicadores de los aspectos tratados anteriormente, ya sea a través del volumen que es necesario para cubrir requerimientos técnicos, o aquellos costos que generan su implementación.

En los siguientes apartados se valorizarán los cambios técnicos y económicos que son el resultado de simulaciones de la operación de un sistema real (conocido). Particularmente, para el ejercicio se utilizó el sistema Argentino para ponderar aquellos aspectos que hacen a la inserción de energía eólica.

La valorización de los requerimientos técnicos se realizó a través de Estudios Eléctricos para Determinar la Estabilidad Estática y Transitoria del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Luego, para conocer el impacto en los costos se hizo una Evaluación de la Operación Económica del sistema. Finalmente, se valorizaron y costearon los Requerimientos de Reserva.

Se representaron cinco (5) casos para estudios eléctricos y sus equivalentes para estudios de oferta energética, caracterizados por el grado de inserción de generación eólica al SADI. Se planteó un escenario base, que considera la generación eólica que ya ingreso al SADI, y casos adicionales que alcanzan el 5 %, 10 %, 15%, y 20% de la potencia eólica que representa en un escenario de mínima demanda (caso más desfavorable para la estabilidad eléctricas). El escenario de mínima demanda es considera por tener menos proporción del parque de generación con capacidad de participar en la regulación de frecuencia (estabilidad de frecuencia) y por tener la menor potencia de cortocircuito en las subestaciones del sistema (estabilidad de tensión).

Para el desarrollo de los estudios se usaron bases de datos que normalmente son utilizadas por empresas del sector para hacer estudios eléctricos y estudios de oferta energética. Para los estudios eléctricos se utilizó la herramienta Power System Simulator for Engineering - PSS/E (para el estabilidad estática y transitoria), mientras que para los estudios de operación económica se recurrió al software de Stochastic Dual Dynamic Programming – SDDP.

2. REQUERIMIENTOS DE LAS RESERVAS CON GENERACIÓN EÓLICA

En relación a los Servicios de Reserva en análisis se desarrolla en el marco del sistema argentino, donde CAMMESA - organismo encargado del despacho (OED) es responsable del despacho y la administración de la operación del MEM y, particularmente, debe mantener los requerimientos de reservas dentro de los límites definidos. El Anexo 36 de



los Procedimientos Técnicos de CAMMESA define las Reservas de Corto y Mediano Plazo, que son las establecidas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Los tipos de reserva se diferencian por las características y velocidad de respuesta.

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que se mantenga un nivel de reserva de corto plazo, en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores; y se mantenga un nivel de reserva de corto plazo, de reserva fría de VEINTE (20) minutos y reserva de CUATRO (4) horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

Para mayor detalle en el ANEXO se describen la determinación y alcances de las reservas de corto y mediano plazo.

Resultan preponderantes para el análisis las reservas relacionadas a la regulación de frecuencia (reserva regulante para Regulación Primaria de Frecuencia-RPF y Regulación Secundaria de Frecuencia-RSF) y aquellas reservas que tienen condiciones para sincronizar en el orden de los 10 a 20 minutos. El segundo grupo de reservas deben permitir realizar el seguimiento de demanda (de 5 minutos), que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda (de 10 minutos), y reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes (reservas frías de 20 minutos).

2.1 Requerimientos de Reservas para el SADI con generación eólica

En nuestro caso son de interés aquellas reservas que permiten cubrir los requerimientos mínimos del sistema para asegurar la continuidad del servicio en el SADI. Por ello, en la determinación de las reservas se establece un margen operativo que es común de los programas de CAMMESA que sean como mínimo el 3% para reservas primaria y 2.1% para reservas secundaria (respecto de la demanda suministrada), con el sentido de sostener la estabilidad ante fallas aleatorias de unidades generadoras y los eventos críticos del sistema.

En términos generales podemos agrupar aquellas reservas que son necesarias en casos desbalances entre carga y generación para respaldar variaciones rápidas con reservas rotantes para la regulación (de orden de los minutos), y variaciones lentas (frecuentes) con reservas operativas superiores a los 20 minutos.

2.1.1 Impacto en la determinación de las reservas

Tal como se describió, el ingreso de generación eólica, y de cualquier tecnología no regulante⁸ en general, implica un desplazamiento en el despacho de las centrales con capacidad de regular⁹ en el suministro de la demanda (para un momento dado), por lo

⁸ Generación No Regulante: gen. sin capacidad para proveer los servicios de regulación de frecuencia.

⁹ Generación Regulante: gen. con capacidad y participa efectivamente en los servicios de regulación de

que es necesario asignar margen porcentual [%] mayor a las centrales regulantes para cumplir con la cantidad de [MW] comprometidos al servicio de regulación.

A continuación se presenta un caso de un sistema con diferente grado de participación renovable (no regulante) en que es necesario cumplir con un 5.1% de reserva de corto plazo (primaria y secundaria). El esquema utilizado para estos casos consiste en presentar el valor de reservas como porcentaje de la demanda, y que es necesario para cumplir con los requerimientos de estabilidad del sistema (obtenido a partir de estudios específicos).

Caso ejemplo:

- Demanda total del sistema: 12720 MW, escenario de valle de verano de 2015 (Guía de Referencia de TRANSENER)
- Valor objetivo: 5.1 %, valor porcentual para un parque de generación totalmente regulante sin considerar centrales nucleares.

Tabla 2 Impacto en los requerimientos de las reservas, valle de verano de 2015

Parque térmico regulante [MW]	Parque renovable [MW]	Reservas [MW] (sin modificar), 5.1% Constante (a)	[MW] adicional, 3 MW totales (b)	Reservas [%] (con modificación) (c)	(c)/(5.1%)
12.720	-	648,7	-	5.1%	0.0%
12.084	636	616,3	32,4	5.4%	10.8%
11.448	1.272	583,8	64,9	5.7%	23.5%
10.812	1.908	551,4	97,3	6.0%	38.4%
10.176	2.544	519,0	129,7	6.4%	56.3%
9.540	3.180	486,5	162,2	6.8%	77.8%
8.904	3.816	454,1	194,6	7.3%	104.1%
8.268	4.452	421,7	227,1	7.8%	136.7%
7.632	5.088	389,2	259,5	8.5%	177.8%
6.996	5.724	356,8	291,9	9.3%	230.6%

(Elaboración propia)

Nota: (a) representa el porcentaje de reservas, 5.1% constante, del parque de generación regulante. (b) cantidad de MW adicionales en función del grado de penetración eólica para alcanzar los 5.1 % de reservas asignados a maquinas con capacidad de regulación. (c) porcentaje que representan los MW de reservas- (a)+(b)- respecto de la generación regulante. (d) incremento porcentual de los nuevos niveles de reserva por sobre el escenario base sin generación renovable (5.1%).

El análisis resulta en un costo adicional por el servicio de regulación de frecuencia asociado a cambios en el despacho, ya que por cada 1272 MW adicional de generación que no preste el servicio de regulación, o cada MW de generación renovable que ingrese al sistema, se deberá incrementar la potencia regulante en 64.9 MW de reserva.

Esta asignación de reserva a maquinas regulantes despachadas resultan en cambios en el estado operativo del parque de generación que puede llegar a generar despacho de máquinas regulantes (con respuestas adecuadas). Es decir, que podría representar en

frecuencia.

ciertos casos un aumento de costos operativos del sistema en los casos en que resulte necesario incorporar máquinas adicionales menos eficientes con capacidad regulante para conformar la reserva requerida. Este aumento se puede expresar como un sobre costo horario por cada MW no regulante despachado.

De este análisis resulta que es necesaria una adecuación de las reservas, que no implican un incremento en el volumen necesario para la seguridad operativa, sino que la redistribución genera cambios en los costos de la operación económica de la red, que son marginales por su magnitud. Por ello, éste aspecto es tratado en estos términos en el apartado de Operación Económica, que corresponde a estudios de oferta energética. En cambio, si se tratara del volumen de las reservas operativas que son necesarias para alcanzar niveles de riesgo mínimo de seguridad operativo, el análisis será a través de estudios eléctricos, para conocer la estabilidad del sistema con diferente grado de penetración renovable. Un cambio en el volumen de las reservas rotantes puede generar costos adicionales que serán estimados en función de la penetración de generación eólica.

En el caso Argentino, metodológicamente las reservas se determinan como la generación necesaria para alcanzar un nivel mínimo de confiabilidad o calidad de servicio, cuantificada a través la relación entre la Energía No Suministrada y la Energía Suministrada (ENS/ES), que es función de la variabilidad de la carga (descrita por su desviación estándar). El valor típico considerado en sistemas eléctricos, como aceptable para la relación ENS/ES es de $10E-4$. Este valor significa que, se estima no abastecer sólo la energía media demandada durante 53 min en un año (8760 hs), debido a apartamientos excesivos del valor de la frecuencia. Luego, fijado un valor aceptable para la relación ENS/ES y conocida la variabilidad de la carga a través de su desviación estándar σ , es posible determinar la reserva necesaria. La siguiente figura muestra el ejemplo de cómo varía los requerimientos de reserva en función de la relación ENS/ES para dos muestras con desviaciones estándar diferentes, adicionalmente se muestra el nivel de ENS/ES admitido en color rojo:

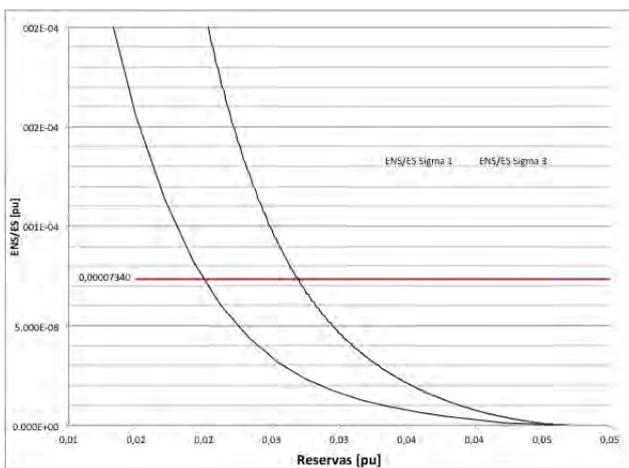


Figura N° 4 Reservas para una desviación estándar y un valor de ENS/ES

(Elaboración propia)

Los cambios que produce el ingreso de generación eólica pueden interpretarse como un incremento de la variabilidad de la carga, y puede ser caracterizado por su desviación



estándar. En el cálculo de las reservas operativas necesarias en presencia de generación eólica se considera que las variaciones de la carga y de la generación eólica son independientes entre sí, por lo que el resultado del aporte de las desviaciones de ambas componentes resulta en la suma de sus varianzas¹⁰:

$$\sigma_T^2 = \sigma_D^2 + \sigma_{PE}^2$$

Donde:

σ_T : desviación estándar total

σ_D : desviación estándar de la demanda

σ_{PE} : desviación estándar de los parques eólicos

Particularmente para la determinación de reservas primarias y secundarias:

$$\sigma_{eqh}^2 = \sigma_{dh}^2 + \sigma_{peh}^2 \text{ (primaria)}$$

$$\sigma_{eqt}/10min^2 = \sigma_{dt}/10min^2 + \sigma_{pet}/10min^2 \text{ (secundaria)}$$

Luego, con estos valores de desviaciones equivalentes se calculan las reservas necesarias para mantener la misma relación ENS/ES, en el marco de un análisis óptimo y económico¹¹. A mayor variabilidad de la carga equivalente se requiere mayores valores de reserva, este aumento es la reserva adicional debido a la presencia de generación eólica.

A continuación se presentan el análisis estadístico de las reservas en función de la variabilidad e incertidumbre del recurso.

2.1.2 Requerimientos por Variabilidad e incertidumbre

El agregado de generación eólica y solar incrementa la variabilidad e incertidumbre del sistema en cuanto a los pronósticos de oferta energética para el suministro de la demanda, que es definido para el corto y mediano plazo. Por ello, en los sistemas con generación variable e intermitente es necesario considerar la característica: de variabilidad e incertidumbre, con el objetivo de hacer el seguimiento de estas variables con un adecuado respaldo. Entonces, sumado a los ciclos y variabilidad propia de la demanda, hay que considerar la adición de patrones de variación de producción eólica y solar.

La variabilidad impacta en el parque de máquinas regulante que deben tener capacidad para cubrir los cambios “aleatorios” de demanda y generación renovable. El seguimiento de la variabilidad debe exigir al parque de generación mayor flexibilidad operativa (menores a los 30 minutos) y de redespachos (mayores a 30 minutos). El objetivo es tener mayor resolución temporal para responder a dicha variabilidad adecuadamente definiendo eficientemente las reservas necesarias.

En cuanto a la incertidumbre está relacionada a los cambios inesperados en las variables

¹⁰ Se considera que las variaciones rápidas de potencia eólica no presentan una correlación con las variaciones rápidas típicas de la demanda, por tanto, al tratarse de eventos independientes, la varianza del conjunto será igual a la suma de las varianzas de cada uno de los eventos.

¹¹ Cantidad de reserva que define el mínimo costo al valorizar el resultado de los costos operativos y de la energía no suministrada involucrada.



del sistema eléctrico por errores en los pronósticos, es decir que es la evolución de la demanda, con el aporte de renovables, diferente a lo esperado al preparar el despacho de corto/mediano plazo sobre el parque de generación.

El análisis de la variabilidad se encuentran dos particularidades que caracterizan los cambios que se producen en los registros del recurso primario y son aquellas identificadas como rápidas y las lentas (o frecuentes). Por ello, el ámbito de afectación de la variabilidad sobre los requerimientos de reservas es distinto el análisis de acuerdo a los tiempos de actuación y los elementos involucrados.

En nuestro caso, en el análisis de la variabilidad e incertidumbre se consideraron aquellos incrementos de los requerimiento relacionados a las Reservas Rotante para la Regulación y aquellos que alcanzan las Reservas Frías de 30 minutos en adelante (hasta la hora), que son necesarias para cubrir la variabilidad de los recursos renovables y la Incertidumbre en los pronósticos. Los casos en que se evaluaron los requerimientos de reservas son escenarios futuros del SADI que consideran proyectos de granjas eólicas agrupados hasta alcanzar los valores objetivos previstos en la evaluación (5%, 10%, 15%, y 20% que corresponde a un escenario de mínima demanda).

Para el analizar los casos de recurso eólico, se tomaron valores típicos encontrados de estudios de parques eólicos de la Patagonia argentina, región que es considerada favorable por el dominante de recurso primario para el desarrollo de gran potencial eólico. En la región hay tres grupos diferentes de parques en cuanto a la ubicación: aquellos casos que son emplazamientos onshore, que están en la zona de plataforma cercana a la costa del mar argentino, y aquellos que se encuentran lejanos a la costa (ceranos a Cordillera de los Andes), y finalmente los casos offshore de potencial existentes sobre mar Argentino (aunque no está considerado ningún parque asociado a este tipo de proyectos). En todos los casos se consideran que se vinculan a la red de transporte existe del SADI y/o ampliaciones futuras.

En el estudio se consideró que el comportamiento esperado de los parques eólicos es de no correlación (independientemente de su ubicación) al evaluar los registros de medición de viento-potencia, teniendo en cuenta que las variaciones producidas en el recurso primario son de naturaleza estocástica. Por ello, es lógico pensar que la combinación del aporte de todas las variaciones no resulten en un gran componente, por el contrario, sino que se verán aplacados los efectos, propio de la no correlación entre la potencia producida de las plantas (eventos aleatorios independientes entre sí).

a Variaciones rápidas de generación eólica

Para evaluar las variaciones, adoptamos la metodológicamente comúnmente utilizada para identificar variaciones rápidas¹², y consisten con el procesamiento de los registros de la siguiente forma:

- 1) Evaluar la demanda media horaria a partir de los registros instantáneos.
- 2) Evaluar las variaciones relativas (error) de la potencia instantánea con respecto al

¹² Se utiliza la misma metodología presentada para el análisis de carga en la publicación de P. Arnera, M. Beroqui, R. Lastra, R. Molina, R. Gaido: "Caracterización de la carga a través de la determinación del coeficiente de sensibilidad con la frecuencia y de las desviaciones estándar de la misma en el Sistema Argentino Interconectado", VI ERLAC (1995) Cigré

valor medio horario.

- 3) Evaluar la desviación estándar del error.
- 4) Evaluar los registros de potencia media (cada 15 minutos, 4 valores por hora) a partir de los registros instantáneos. En general no se cuenta con valores de potencia, porque en general se evalúan sobre proyectos que son potenciales, pero se pueden alcanzar estos valores a partir de registros de vientos.
- 5) Evaluar las variaciones relativas (error) de la potencia instantánea con respecto al valor medio cada 15 minutos.
- 6) Evaluar la desviación estándar del error cada 15 minutos.

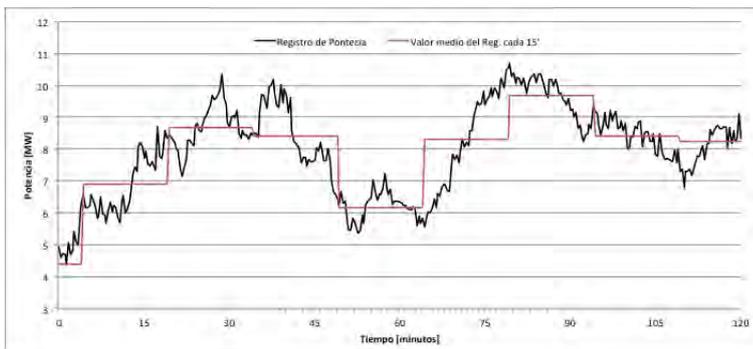


Figura Nº 5 Variaciones de Potencia de una Planta Eólica, con valores promedios cada 15 minutos (Elaboración propia)

A continuación la evaluación de las variaciones relativas de la potencia instantánea respecto al error medio, obtenemos la siguiente gráfica:

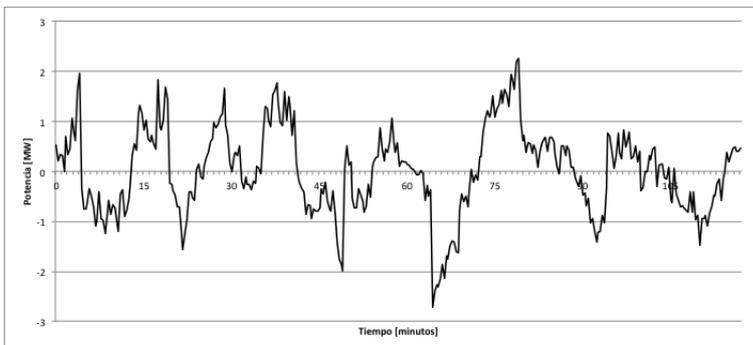


Figura Nº 6 Variaciones de Relativas respecto de los valores promedios cada 15 minutos (Elaboración propia)

En el cálculo de la reserva para regulación en el SADI, de las que se considera que sus variaciones rápidas de potencia son no correlacionadas, se toma en cuenta que cada grupo eólico equivalente nodal tiene una variación porcentual de las variaciones rápidas de potencia caracterizada por una desviación estándar de $\sigma_{eh} = 13\%$, tomando como referencia la potencia instalada de cada grupo¹³.

¹³ R. Molina, B. Barbieri, P. Arnera, M. Beroqui: "Reserva adicional necesaria en el SADI debido a la presencia de generación eólica", XIV ERIAC (2011), Cigré

De estudios similares con información de potencia eólica instalada y registros de su variabilidad, podemos obtener el ingreso de plantas eólicas con variaciones no correlacionadas en función de la tendencia de desviación estándar, tal como lo muestra la siguiente figura.

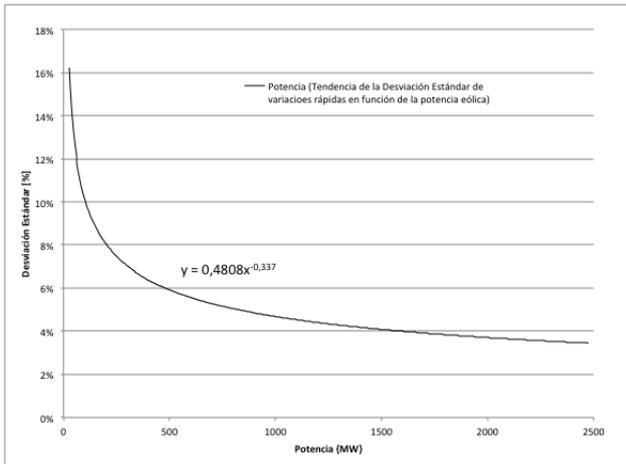


Figura Nº 7 Tendencia de la Desviación Estándar¹⁴ con el ingreso de Parques Eólicas (Acumulado)
(Elaboración propia)

En el caso presentado, puede observarse el decaimiento de la desviación estándar es pronunciado al principio, y luego se puede inferir a través de una extrapolación de la función (generalmente aproximado al comportamiento de una función potencial) de los valores de desviación estándar de variaciones rápidas de potencia tienden a un valor aproximado de 3% de la potencia total instalada. Estos patrones caracterizan los registros de generación de los parques eólicos y deberían ser analizados y corroborados con una muestra mayor de registros de vientos-potencia para cada caso. Es decir, que el incremento de equipos generadores eólicos, o plantas renovables en general, disminuye fuertemente la variabilidad que se refleja sobre la desviación estándar. Por ello, la curva de producción de un parque/planta con centenares de unidades es notablemente más constante que la de un parque/planta con pocas unidades, ya que, entre otras cosas, las variaciones de viento no alcanzan a todas las máquinas al mismo tiempo.

Luego, con la potencia a instalar y los valores de desviación estándar podemos identificar aquellos escenarios y los requerimientos de reserva que cumplen con el criterios de no superar la relación ENS/ES (admitidos). La siguiente figura se muestra varios escenarios que están caracterizados por su desviación estándar y los cambios en el nivel de reserva que permite que no se vea superado el valor admitido de ENS/ES, para cubrir los requerimientos de reserva primaria y secundaria (de acuerdo a la metodología definida en el SADI). Se considera que los requerimientos de reservas operativas de 5 minutos, para el presente estudio, se mantienen constantes en relación a la adecuación que se pretende realizar sobre los servicios de regulación primaria y secundaria (parque rotante).

¹⁴ Fórmula de la tendencia:

$$y = 0,4808x^{-0,337}$$

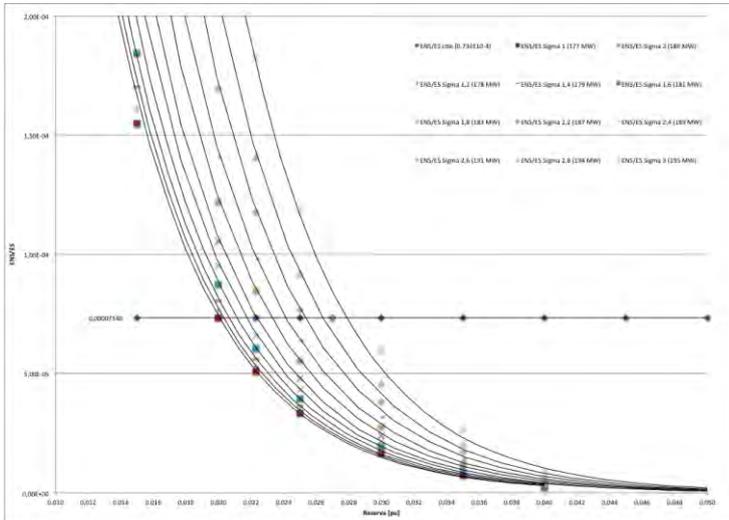


Figura N° 8 Reservas Primaria versus ENS/ES para distintas desviaciones estándar (Elaboración propia)

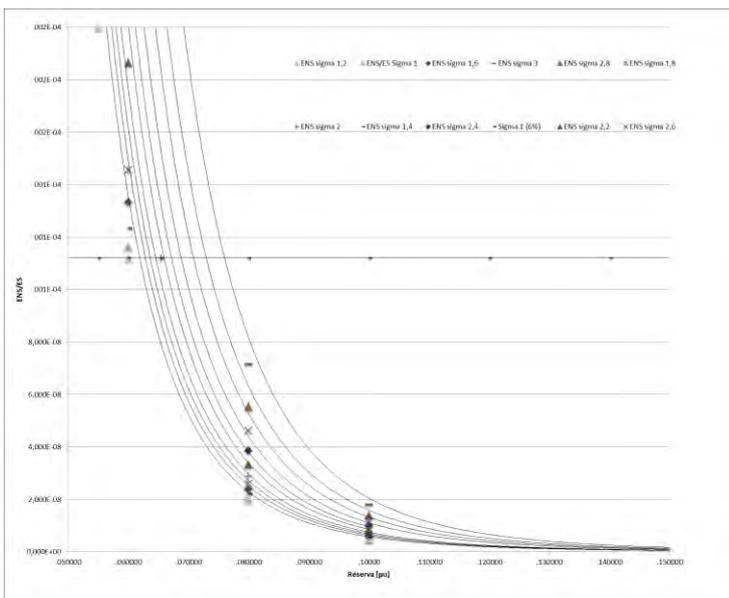


Figura N° 9 Reservas Secundaria versus ENS/ES para distintas desviaciones estándar (Elaboración propia)

De análisis resulta que los requerimientos de reservas rotantes de minutos deben cubrir al menos los valores de variaciones rápidas presentados en la siguiente tabla en función del grado de penetración de generación eólica. Los valores están presentados para una demanda de referencia de 12 720 MW.



Tabla 3 Requerimientos de reservas para distintos grados de ingreso de generación renovable

Eólico [%]	Eólica Instalada [MW]	Res Prim. [pu]	Res Prim. [MW]	Delta de Res. Prim. [MW]	Res.Sec. [pu]	Res. Sec. [MW]	Delta de Res. Sec. [MW]	Res. Operativa de 5' [pu]	Res. Rotante Total [MW]
0	-	0.0300	368.16		0.02100	257.71		0.021	883.6
5	636	0.03022	370.83	2.7	0.0238	291.99	34.3	0.021	920.5
10	1270	0.03166	388.49	20.3	0.0261	320.30	62.6	0.021	966.5
15	1906	0.03322	407.65	39.5	0.0280	344.19	86.5	0.021	1,009.6
20	2542	0.03522	432.26	64.1	0.0312	383.36	125.6	0.021	1,073.3

(Elaboración propia)

b Variaciones frecuentes de generación eólica

Es conocido que las variaciones frecuentes del viento con pendientes sostenidas de incrementos o decrementos del recurso eólico en períodos de 15 minutos en adelante tienen un impacto significativo en la determinación de la Reserva Operativa, y particularmente para la determinación de 20 minutos en adelante. Este aspecto resulta en uno de los aspectos de mayor importancia al considerar la concentración del recurso que existe en la región patagónica, y los vínculos (red de transporte eléctrico poco mallada) que se tienen con el SADI.

En estos casos se recomienda analizar la correlación existente entre las plantas de una misma región, dado que estas variaciones están marcadas por el tiempo (lento) involucrado y la profundidad de la variación. Para ello, es necesario sobre el registro de cada planta/parque tomar la media móvil, normalizar en función de la potencia nominal instalada, y finalmente efectuar el cálculo de la correlación entre las plantas/parques.

$$r_{x,y} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}$$

Donde:

- x_i : son las muestras de potencia del primer parque eólico
- y_i : son las muestras de potencia del segundo parque eólico
- \bar{x} : valor medio de las muestras del primer parque eólico
- \bar{y} : valor medio de las muestras del segundo parque eólico
- n : cantidad de muestras

Aunque para la elaboración del presente trabajo no se contó con un amplio sustento de registros de la región para evaluar este aspecto, es conocida la necesidad de abarcar los mismo para caracterizar las variaciones frecuentes y la correlación existente entre los parques, en caso de haberla, ya que un evento de reducción en el recurso eólico podría ocasionar una necesidad del parque generación térmico con capacidad para entrar en operación en el orden de los veinte minutos en adelante. Es decir, que aquellas



variaciones con tiempos menores a la hora, y superiores a los 15 minutos en que los pronóstico tienen cierta probabilidad de certidumbre, deberían ser respaldadas por máquinas que combinen centrales con toma rápida de carga y centrales frías con tiempos cortos de acceso.

En el análisis hay que considerar en los registros que se tengan el mayor salto individual esperable entre dos sub-períodos consecutivos de 15 minutos, es decir la pendiente de rampa más pronunciada, la cual definirá la porción de la reserva total adicional que debería ser asignada a Reserva Rotante. Este cambio deberá ser homologado con la capacidad de rampa de máquinas disponibles convencionales que estén despachadas, de modo de establecer si se requiere alguna característica especial para la Reserva Rotante.

Estos cambios pueden manifestarse con incrementos y decrementos, que deberían ser respaldados capacidad adicional en la región (en caso de decrementos) en la Reserva Rotante para poder hacer frente a los máximos decrementos de viento, y la posibilidad de reducir la potencia de otros generadores en servicio en un período de 15 minutos. Con los requerimientos de respaldo queda definido que la máxima capacidad de rampa requerida para compensar las caídas de generación eólica en MW/min. Valor recomendado para las variaciones frecuentes del orden de los 15 minutos son del 10% de la potencia instalada eólica en cada región de influencia. En el caso de la Patagonia debería ser desde las zonas cercanas a Puerto Madryn, otra a Comodoro Rivadavia, y finalmente el potencial de la zona sur de Comahue. Si consideramos que el ingreso en la tres regiones se presenta en la misma proporción, sería necesario un 33 % del total de reserva rodante (para variaciones frecuentes de 15') distribuid en cada una de las zonas identificadas en la Patagonia.

c Incertidumbre en los pronósticos de generación eólica

Este concepto corresponde a la estimación de los posibles errores en la previsión de la producción, expresados mediante índices probabilísticos (tales como la desviación estándar). Dichos errores evalúan la diferencia entre la potencia media horaria pronosticada y el valor promedio horario de generación renovable para todos los intervalos horarios de un día.

En aquellas variaciones con tiempos superiores a una hora deberían ser cubiertas con redespachos, y la suficiente capacidad de reserva fría para errores de incertidumbre. Esto aplica a los casos que existan buenos pronósticos de hora y de sistemas que admitan redespachos del parque de generación en este plazo. Es decir, que el impacto sobre la Reserva Fría de las variaciones de potencia que se producen en tiempos superiores a una hora se corresponde con los tiempos previstos para considerar los pronósticos de viento. Se estima que pasado el lapso de una hora, si existiesen diferencias entre la generación programada y la necesaria, estas se corregirán mediante la modificación del despacho. Por lo tanto, las variaciones máximas registradas en el lapso de una hora deberán ser cubiertas por la Reserva Fría de hora (hasta que pueda recuperarse con un nuevo despacho). En este caso, las diferencias entre los valores reales y los datos de pronóstico en orden de una hora, o más, podrían estar relacionados a errores de incertidumbre.

Finalmente, en cuanto a las variaciones cercanas a una hora se recomienda adoptar el valor de las desviaciones que se observen de los registros por sobre el valor promedio, ya que se espera que con pronósticos adecuados se alcancen a corregir los valores



promedios esperados. Se recomiendan valores del orden del 15% de la potencia eólica instalada para determinar los requerimientos de reserva fría (para variaciones frecuentes de 60').

Para evaluar la incertidumbre se recomienda adoptar la siguiente metodología, que en algunos casos se denomina lenta¹⁵. El análisis es consistente con el procesamiento de los registros de una forma adecuada para obtener resultados acordes a los esperados:

- 1) Evaluar el registro medio horario de potencia a partir de las potencias horarias.
- 2) Evaluar las variaciones relativas (error) entre la potencia horaria pronosticada y el registro horario, con respecto al registro medio horario.
- 3) Evaluar la desviación estándar del error y de su media (representa el error diario de energía del pronóstico en p.u.).
- 4) Evaluar un pronóstico con una hora de antelación. Este pronóstico se basa en el error de pronóstico original con la hora anterior.

Corresponde a una forma de operación en que se realizan redespachos horarios, de forma tal de mantener las variaciones de potencia prevista en el pronóstico original, pero eliminando el error de pronóstico original en la hora anterior.

En la operación real se producirán redespachos que resultarán intermedios entre no hacer redespachos y hacerlos en la forma horaria indicada. El objeto de cálculo de estos dos casos extremos es acotar las variaciones del caso real.

- 5) Evaluar las variaciones relativas entre la potencia pronosticada con una hora de anticipación y la potencia horaria, con respecto a la demanda media diaria.
- 6) Evaluar la desviación estándar del error de pronóstico (con una hora de antelación) y su valor medio (este valor representa el error diario de energía del pronóstico de una hora de anticipación en p.u.)

d Reserva adicional por generación eólica: generación eólica y demanda

Con el análisis y resultados de los ítems anteriores se determinaron los requerimientos de reserva adicional por generación eólica, y dado que en algunos casos no se cuenta con registros en la elaboración del estudio se adoptan algunos valores típicos de la experiencia en el sector o de estudios similares observados, quedando conformadas las reservas en función de los requerimientos de la siguiente forma:

- Variaciones rápidas para Reserva Rodante (menor a 15')

¹⁵ Se utiliza la misma metodología presentada para el análisis de carga en la publicación de P. Arnera, M. Beroqui, R. Lastra, R. Molina, R. Gaido: "Caracterización de la carga a través de la determinación del coeficiente de sensibilidad con la frecuencia y de las desviaciones estándar de la misma en el Sistema Argentino Interconectado", VI ERLAC (1995) Cigré

Concepto	PE en el SADI	5%	10%	15%	20%
	Total en el SADI	636	1271	1906	2542
Por variaciones rápidas	[MW]	36.9	82.9	126.0	189.8

(Elaboración propia)

- Variaciones frecuentes para Reserva Rodante (mayores a 15’):

Concepto	PE en el SADI	5%	10%	15%	20%
	Por variaciones frecuentes	[MW]	61.4	122.7	184.1

(Elaboración propia)

- Incertidumbre-Reserva Fría (mayores a 30’):

Concepto	PE en el SADI	5%	10%	15%	20%
	Por variaciones frecuentes	[MW]	92.0	184.1	276.1

(Elaboración propia)

En todo caso, los resultados aquí obtenidos, permiten evaluar los requerimientos de reservas probables en el corto plazo, donde todavía cabe esperar que con moderados niveles de penetración los proyectos se materialicen con las tecnologías que hasta ahora se han venido utilizando en forma masiva y sin tecnologías de almacenamiento.

2.2 Estimación del valor de las reservas

Con los requerimientos técnicos adicionales de reserva sobre el SADI, en este apartado se lo valorizar para identificar el costo incremental en cada nivel porcentual de ingreso de generación eólica. A continuación, se presenta la metodología que se adoptó para encontrar los costos incrementales de las reservas en función de la potencia adicional a despachar por MW de generación renovable en el sistema, o en la región. El ejercicio toma los datos obtenidos de la Operación Económica del SADI, en cuanto energía y precio medios de la operación para valorizar las reservas.

2.2.1 Costos de Reservas Rotantes

Si definimos que el Costo de Reserva Rotante (CRR) como la suma entre el Costo de Potencia Adicional (CPA) y el Lucro Cesante por Margen de Regulación (LCMR), entonces tenemos.

$$CRR = CPA + LCMR$$

Donde:

CPA, corresponde al costo de la potencia requerida para el margen de regulación y que no puede ser utilizada en la producción de energía en estado de operación normal

LCMR, corresponde a la pérdida de beneficio por la no explotación de la potencia dedicada a regulación que se produce en el parque de generación

Entonces, tenemos que el CRR en función de los MW de potencia de generación se puede calcular a partir de la siguiente ecuación descripta a continuación:



$$CRR = \left(\frac{CmP}{HS} \times FRC + (CME - CmE) \right) \times \% \text{ de RR}$$

Donde:

CmP: Costo Medio de Potencia

HS: Horas anuales de servicio

FRC: Factor de Recuperación de Capital

CME: Costo Marginal de Energía

CmE: Costo Medio de Energía

RR: Reserva Rotante

Asumiendo un Costo Medio de Potencia de 1000 USD/kW, un Factor de Recuperación de Capital del 12%, 6000 horas de servicio anuales y que la diferencia entre el Costo Marginal de Energía y el Costo Medio de Energía es de 20 USD/MW, para una Reserva Rotante del 7.2%¹⁶ se obtiene un costo total de:

$$CRR = \left(\frac{1000 \text{ USD/kW}}{6000 \text{ hs}} \times 12\% + 20 \text{ USD/MWh} \right) \times 7.2\% = 2.88 \text{ USD/MW.h}$$

2.2.2 Costos de Reservas Fría

Se adopta la siguiente fórmula para obtener el Costo de Reserva Fría (CRF) que relaciona la capacidad de reserva fría con el costo de la maquina disponible para cubrir estos requerimientos:

$$CRF = CMD \left(\frac{\text{USD}}{\text{MW}} \cdot \text{h} \right) \times \% \text{ de RF (MW)}$$

Donde:

CMD: Costo de Máquina Disponible

RF: Reserva Fría

Asumiendo un Costo de Máquina Disponible de 2 USD/MW.h, para una Reserva Fría del 10 % de la demanda máxima se obtiene un costo total de:

$$CRF = 2 \text{ USD/MW.h} \times 10\% = 0.2 \text{ USD/MW.h}$$

2.2.3 Asignación de Costos

Los costos correspondientes a los requerimientos adicionales por la penetración de fuentes renovables de energía pueden ser asignados de dos maneras: directamente a la generación eólica, o distribuida al parque de generación (o demanda en su totalidad):

¹⁶ Corresponde al total de las reservas rotantes (actuales): primaria (3%), secundaria y operativa de 5' (2.1% cada una), con el nivel actual de generación eólica en el SADI.

a Asignación de Directa

Se le asignan los costos adicionales solamente a la generación renovables que provocan los requerimientos adicionales. En este caso, las centrales eólicas, al resultar las causantes de los incrementos de reservas necesarias para el funcionamiento confiable del sistema, deberían en este caso asumir el costo de estos incrementos, desafectando de los mismos al resto de las centrales (a las cuales les corresponderán los costos calculados previamente de 2.88 USD/MW.h para la *Reserva Rodante* y 0.2 USD/MW.h para la *Reserva Fría*). Este incremento de costos asignados directamente a las centrales eólicas puede ser determinado según las siguientes ecuaciones:

$$CRR = \left(\frac{C_{mP}}{HS} \times FRC + (CME - C_{mE}) \right) \times \left(\% \text{ de RR} + \frac{\% \text{ de RR Incrementada}}{\% \text{ de Participación Energética Anual}} \right)$$

$$CRF = CMD \text{ (USD/MW.h)} \times \left(\% \text{ de RF} + \frac{\% \text{ de RR Incrementada}}{\% \text{ de Participación Energética Anual}} \right)$$

b Asignación Distribuida

En este caso, el prorrateo de los costos se hace distribuida entre todo el parque generador. Es decir, que si se consideran los incrementos de reserva debido a la penetración de las energías renovables que varía de acuerdo al porcentaje en los requerimientos de *Reserva Rodante* y la *Reserva Fría*, este exceso se refleja en los costos de la siguiente manera:

Ejemplo del caso 5 %:

$$CRR = \left(\frac{1000 \text{ USD/kW}}{6000 \text{ hs}} \times 12\% + 20 \text{ USD/MWh} \right) \times 8.0\% = 3.22 \text{ USD/MW.h}$$

$$CRF = 2 \text{ USD/MW.h} \times 10.75\% = 0.215 \text{ USD/MW.h}$$

c Resumen de la valorización de los casos con generación eólica

La siguiente tabla resume los costos de valorizar los casos evaluados, en los que se considera la asignación directa y el distribuido.

Tabla 4 Valorización de los casos con generación eólica con Asignación Directa y Distribuido

			5%	10%	15%	20%
Costos distribuidos (USD/MW.h generado)	Parque Completo	Reserva Rotante	3.20	3.55	3.89	4.30
		Reserva Fría	0.215	0.23	0.245	0.26
Costos con asignación directa (USD/MW.h generado)	Parques Eólica	Reserva Rotante	9.29	10.33	11.30	12.34
		Reserva Fría	0.50	0.53	0.58	0.60
	Parques Restante	Reserva Rotante	2.88	2.88	2.88	2.88
		Reserva Fría	0.2	0.2	0.2	0.2

(Elaboración propia)



Los Costos Distribuidos se asignan con el mismo valor para todas las máquinas de generación que participan distribuyendo los incrementos de estos entre todas. En cambio, los Costos con Asignación Directa corresponden a los valores que deben ser asignados exclusivamente a los parques, los cuales se comprenden de la parte proporcional de los costos de Reserva Operativa más los costos completos debido a los incrementos de reserva requeridos por variabilidad e incertidumbre del recurso. En este último caso, al resto de los generadores se le seguirá asignando solamente los costos de Reserva Operativa proporcionalmente a su participación energética anual.

3. ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD ESTÁTICA Y TRANSITORIA DEL SADI

Desde el punto de vista de la estabilidad del SADI, el ingreso de generación eólica presenta dos aspectos preponderantes a ser analizados y evaluados en los términos de los estudios eléctricos: control de tensión y control de frecuencia, al igual que aquellos relacionados a la capacidad sobre el sistema de transmisión para evacuar la generación.

Los impactos en el control de tensión asociados a la generación eólica tienen un alcance limitado al área inmediata de influencia del proyecto (impactos locales). Es un tema que en general puede ser estudiado mediante análisis estático, aunque dependiendo del sitio analizado y su contexto puede requerir algunas verificaciones mediante simulaciones dinámicas (problemas particulares de estabilidad transitoria, problemas de amortiguamiento, etc.). No obstante, por el impacto directo y local que genera sobre la zona de influencia en cuanto al control de tensión, es que se observó en la normativa internacional exigencias en cuanto a estos requerimientos, que en casos muy particulares puede llegar a ser el primer limitante a la capacidad posible de instalar en cada sitio.

En cuanto al control de frecuencia genera un impacto a nivel macro del sistema, afectando desde lo operativo la inercia equivalente (masas rotantes de máquinas convencionales), las necesidades de reservas disponibles en el SADI y el estatismo equivalente de la generación convencional con capacidad de regulación. En forma preliminar, pueden establecerse niveles de reserva y estatismos mediante análisis estático, pero inevitablemente la evaluación final debe ser convalidada mediante simulaciones dinámicas, las que además permiten evaluar el desempeño ante fallas típicas severas, y evaluar el impacto de distintos niveles de penetración de generación eólica en el desempeño dinámico (amortiguamiento de oscilaciones).

Para la capacidad sobre el sistema de transmisión, el análisis inicial supone que el punto de conexión, al menos, cuenta con capacidad para evacuar la generación proyectada (MW) y el límite térmico de los vínculos existentes no se ve superado en condiciones de red completa, premisa de cualquier estudio eléctrico, por ello, en adelante sólo nos referimos a los aspectos relacionados al control de tensión y frecuencia. Es decir, que el siguiente análisis fue realizado asumiendo que cada proyecto cumplirá con todas las exigencias de la normativa, en cuanto a aporte de potencia reactiva, capacidades para el control de tensión, tolerancias a los huecos de tensión, etc., de modo que es posible demostrar en los correspondientes estudios de acceso (cada uno por parque eólico).

De igual modo, se asume que cada proyecto estará equipado con todos los elementos de control y compensación requeridos para cumplir con los requisitos de calidad, tales como



las tolerancias exigidas en cuando a flicker, tensiones armónicas, e interferencias telefónicas, que es común en los equipos que hay disponibles en el sector. Se asume que ninguno de estos factores será un limitante para la determinación de la capacidad factible para el acceso a la red. Por el contrario, el grado de inserción quedará determinado por los atributos de la fuente primaria, la viabilidad económica de cada proyecto, y la posibilidad de cumplir con las exigencias de la normativa apelando a inversiones en compensación y control que resulten razonables y compatibles con el nivel de inversión básico de cada proyecto.

3.1 Metodología del estudio

Metodológicamente, para el presente trabajo se procedió con las siguientes tareas:

- Se tomó un escenario de referencia con demanda y despacho económico provisto en las base de datos de CAMMESA, provista para estudios de referencia. El escenario tiene modelado los respectivos planes de expansión del parque de generación y del sistema de transmisión.
- Con información del sector relativa a la ubicación y disponibilidad de recurso eólico, se determinaron los proyectos potenciales que tienen pedido de acceso a la red. Todos ellos por lo menos presentaron el Estudio de Acceso a la Capacidad de Transporte previsto en los Procedimientos Técnicos de CAMMESA. Algunos de esto proyectos se encuentran en el marco del GENREN promovido por ENARSA¹⁷, de licitación de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- Se propusieron 5 casos de simulación para el escenario analizado: un escenario base con los proyectos definidos actualmente y otros cuatro que tienen fecha, con cierta probabilidad, de ingreso al SADI. Se modelaron 5 casos caracterizados por el grado de inserción de generación eólica al SADI, que consideran el ingreso de generación eólica que alcanzan el porcentaje actual, el 5 %, 10 %, 15%, y 20% de la potencia despacha (en el escenario analizado) de un escenario de mínima demanda, considerando de mayor impacto desde el punto de vista eléctrico.
- Luego se realizaron verificaciones previstas para estudios eléctricos que validan la capacidad y el potencial de cada sitio, atendiendo a sus condiciones locales y los impactos en su entorno. Se procuró maximizar la capacidad a instalar, dentro de los límites potenciales del sitio, atendiendo todos los requerimientos de calidad, con razonables inversiones en compensación y control para alcanzar el cumplimiento de las exigencias operativas de la normativa, particularmente las relativas a la Calidad de la Tensión.

3.2 Alcances de los estudios eléctricos

Los estudios desarrollados tienen los siguientes alcances:

- Verificación del cumplimiento de los criterios de operación estática exigidos para el sistema de alta tensión del SADI en los escenarios de análisis.

¹⁷ Licitación Pública Nacional e Internacional ENARSA N° EE 01/2009 (“Licitación GENREN”) de generación de energía eléctrica que utiliza recursos renovables.

- Verificación de los criterios de operación dinámica enunciados en el Reglamento de diseño y calidad del sistema de alta tensión, contenido en el Anexo 16 de la Resolución S.E. 137/92, mediante estudios de simulación dinámica.
- Verificación del impacto que producirán las nuevas plantas de generación eólicas, en conjunto con los generadores existentes en el área y en el resto del sistema.

3.3 Premisas del estudio

Los estudios se llevaron a cabo de acuerdo a las siguientes premisas:

- Se evalúan condiciones de funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), considerando las ampliaciones de transporte, previstas para el mediano plazo.
- Para la construcción de los escenarios de estudio se toman como referencia la base de datos estacional y los escenarios de operación habitualmente utilizados por CAMMESA para programar la operación eléctrica del SADI en los próximos años, así como las informaciones publicadas por TRANSENER en su Guía de Referencia del Sistema de Transporte.
- Los escenarios de demanda se adoptan sobre la base de las proyecciones regional de la demanda del MEM recomendadas por CAMMESA, adoptando una distribución por barras para cada uno de los escenarios consistente con la publicada en las Guías de Referencia mencionadas precedentemente.
- Se consideran configuraciones de operación típicas para las estaciones y la red de transporte que reflejan las prácticas operativas de las redes de transporte en alta tensión del SADI.
- En la construcción de los escenarios de referencia del estudio se adoptan despachos de generación típicos estacionales, de acuerdo a la información provista por el operador de la red de Transporte en su Guía de Referencia, que en general son consistentes con los propuestos por CAMMESA.
- Los cálculos y simulaciones del sistema eléctrico son realizados con el software de simulación PSS/E™ de Siemens Power Technologies International.

3.4 Escenarios de porcentuales de generación eólica

Para los estudios se consideraron los porcentajes de crecimiento de generación eólica de de 5%, 10 %, 15%, y 20%, en complemento al caso base actual que tiene plantas eólicas por 1.4% en relación al escenario de mínima demanda de 12720 MW.

3.4.1 Caso Base 1.4 %

Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE DIADEMA	3
PARQUE EÓLICO ARAUCO	30
P.E. EL JUME	8



Nombre de Planta	PGEN [MW]
P.E. RAWSON	80
P.E. LOMA BLANCA	60
PE DIADEMA	3
TOTAL	184

(Elaboración propia)

3.4.2 Caso Base 5 %

Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE DIADEMA	6
PARQUE EÓLICO ARAUCO	50
P.E. EL JUME	8
P.E. RAWSON	77
PE KOLUEL KAIKE	75
P.E. PUERTO MADRYN	220
PE L. BLANCA	200
TOTAL	636

(Elaboración propia)

3.4.3 Caso Base 10 %

Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE DIADEMA	6
PARQUE EÓLICO ARAUCO	50
P.E. EL JUME	8
P.E. RAWSON	77
PE KOLUEL KAIKE	75
P.E. PUERTO MADRYN	220
PE L. BLANCA	200
PE MALASPINA	80
PE GASTRE	555
TOTAL	1271

(Elaboración propia)

3.4.4 Caso Base 15 %

Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE DIADEMA	6
PARQUE EÓLICO ARAUCO	50
P.E. EL JUME	8
P.E. RAWSON	77



Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE KOLUEL KAIKE	75
P.E. PUERTO MADRYN	220
PE L. BLANCA	200
PE MALASPINA	80
PE GASTRE	1190
TOTAL	1906

(Elaboración propia)

3.4.5 Caso Base 20 %

Nombre de Planta	PGEN [MW]
PE DIADEMA	6
PARQUE EÓLICO ARAUCO	50
P.E. EL JUME	8
P.E. RAWSON	77
PE KOLUEL KAIKE	75
P.E. PUERTO MADRYN	220
PE L. BLANCA	200
PE MALASPINA	80
PE GASTRE	1226
PE LA DESEADA	600
TOTAL	2542

(Elaboración propia)

3.5 Análisis en Estado Estacionario

El estudio tiene por objeto verificar si el funcionamiento técnico en estado estacionario resulta satisfactorio con el ingreso de proyectos de generación eólica cumpliendo con los criterios operativos del SADI, y verifican interacción con el sistema de transmisión. Se realizaron cálculos de flujos de potencia evaluando el sistema argentino completo con todos los componentes en operación.

Se verificará la capacidad del parque eólico para cumplir con los requerimientos de factor de potencia y tensión especificados en Los Procedimientos Técnicos de CAMEMSA, y si resulta necesario la instalación de equipos adicionales (de compensación estática, control conjunto de tensión u otros equipos de control de tensión tipo SVC, STATCOM, etc) para cumplir dichas exigencias.

3.5.1 Criterios de desempeño estacionario

Se analizaron casos con la incorporación de la nueva generación eólica en condiciones de plena disponibilidad del equipamiento de transporte (condición N). Esto fue realizado con el objeto de analizar si la incorporación origina alguna restricción y/o limitación adicional a las que presenta el sistema antes del acceso del nuevo parque.



Para tener en cuenta los límites admisibles de tensión en las barras, se respetaron las reglamentaciones vigentes que se citan en el Anexo 4 (Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva) y Anexo 16 (Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión) de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios publicadas por CAMMESA. Esta reglamentación establece, para condiciones normales de funcionamiento con todo el equipamiento en servicio, las siguientes limitaciones para el nivel de tensión de 500 kV:

- Tensión Mínima: $0,97 \cdot UN$ (-3%)
- Tensión Máxima: $1,03 \cdot UN$ (+3%)
- Generadores operando dentro del 90% de su curva de capacidad.
- Potencia transportada por las líneas de interconexión por debajo de la potencia máxima admisible (límite térmico, de estabilidad o confiabilidad).

Para el nivel de tensión que va desde 345 kV a 132 kV, para condiciones normales de funcionamiento con todo el equipamiento en servicio, se establecen las siguientes limitaciones:

- Tensión Mínima: $0,95 \cdot UN$ (-5%).
- Tensión Máxima: $1,05 \cdot UN$ (+5%).
- Generadores operando dentro del 90% de su curva de capacidad.
- Potencia transportada por las líneas de interconexión por debajo de la potencia máxima admisible (límite térmico, de estabilidad o confiabilidad).

3.5.2 Análisis y conclusiones de los escenarios en estado estacionario

Se analizaron escenarios de pico, resto y valle de para escenarios de ingreso de la generación eólica y un escenario horizonte. Sobre los escenarios se modelaron las ampliaciones que corresponde a la red de transporte y los parques de acuerdo a tecnologías actualmente utilizadas.

Los flujos mostraron escenario de gran transferencia en la zona de Comahue y Patagonia, pero levemente superiores observados en los casos base, ya que el ingreso de generación eólica generó el reemplazo de la generación térmica de mayor costo de las zonas de influencia. Estas transferencias son las observadas en los corredores Comahue a Gran Buenos Aires y Comahue hacia la región de Cuyo.

En todos los casos el ingreso de generación eólica tuvo conexión sobre el sistema de extra alta tensión en 500 kV, considerando la gran potencia inyectada por las plantas modeladas. Esto generó en algunos casos un alivio en las redes regionales.

Se observó que las plantas con las instalaciones adecuadas cumplen con los requerimientos de control de tensión.

Los flujos de potencia en condición de red completa en todos los casos se observa un funcionamiento del sistema dentro de los márgenes establecidos como aceptables.

3.6 Análisis en Estado Transitorio

Esta sección tiene por objetivo evaluar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico ante la ocurrencia de contingencias-fallas severas en algunas de sus componentes. Se evaluó el efecto de la incorporación al sistema de la generación eólica sin capacidad de regulación de frecuencia (energía eólica no regulante), simulando fallas correspondientes a la pérdida de la mayor unidad de generación sincronizada, con el fin de evaluar si la reserva rotante establecida en la actualidad resulta adecuada, o se requiere un incremento adicional de márgenes de regulación de las máquinas que pueden prestar ese servicio para no degradar la calidad de servicio del sistema (recomendaciones de reservas operativas nuevas).

Se construyó escenarios de simulación para los distintos grados de penetración de energía eólica a partir de los escenarios base utilizado y/o recomendadas en las guías de referencia. La base tiene los modelos dinámicos con parámetros homologados y típicos para los distintos tipos de central que representan su comportamiento característico para los correspondientes generadores, reguladores de voltaje y de velocidad.

Los estudios de estabilidad transitoria fueron efectuados con el simulador PSS/E de Power Technologies Inc.

3.6.1 Criterios de desempeño dinámico

Los estudios de simulación se realizaron para aquel escenario de máxima sobre solicitaciones para el sistema, por lo que fue evaluado el escenario de valle de verano del año 2015 que implica pleno despacho del parque e implica una alta exigencia sobre el sistema en caso que una contingencia produjera la desconexión de generación de la unidad con máxima generación sobre la red. El corte implementado alcanza los 350 MW de generación para un escenario de valle de potencia de 12720 MW, es decir el 2.7 % del total de generación de escenario considerado.

Para el análisis se ha considerado, al igual que en los estudios estáticos, las centrales eólica despachada en su máxima potencia. Con la ocurrencia de grandes perturbaciones se evalúa la aptitud de las mismas para mantener su operación en forma estable, observar su desempeño en el control de tensión de su barra y de la zona de influencia.

Se verificó en todos los casos que los parámetros eléctricos del sistema se encuentren dentro de los límites de estabilidad transitoria establecidos como aceptables, los cuales son:

Frecuencia:

- Frecuencia mínima admitida en el centro de carga de 48,3 Hz. En barras ubicadas en los extremos del SADI se tolera una frecuencia menor a 48,3 Hz por un lapso no superior a los 200 ms

Tensión:

- Tensiones de la red $\pm 7\%$ (500 kV) en un período de 2 s desde la iniciación de la perturbación.
- Tensiones de la red $\pm 10\%$ (330 y 132 kV) en un período de 20 s desde la iniciación de la perturbación.



- En ningún punto del sistema de transporte el nivel de tensión debe permanecer por debajo de 0,7 p.u. (excepto durante la aplicación de la falla) o por debajo de 0,8 p.u. durante un tiempo mayor a 1 s.
- En condiciones posteriores a contingencias simples, en los primeros 20 minutos posteriores a la contingencia y una vez actuados todos los sistemas automáticos de restauración de la tensión, la misma no deberá exceder el rango entre 0,93 y 1,1 p.u. por unidad para la red de 500 kV. Pasado ese lapso, deberá mantenerse un nivel de tensión en todos los nodos del sistema entre 0,95 y 1,05 p.u. para la red de 500 kV

Desconexión Automática de Generación (DAG):

- De acuerdo a lo establecido en los procedimientos técnicos de CAMMESA, la máxima desconexión automática de generación aceptada para contingencia simple sobre líneas de interconexión pertenecientes al Sistema de Transporte en Alta Tensión no radiales (es decir aquellas que cuentan con un transporte alternativo) es de 1200 MW

Sobrecarga:

- Las sobrecargas por contingencias se operan a nivel y tiempo admisibles máximos en función de las características de los equipos involucrados y de las temperaturas y estados de carga previos, debiendo ajustar por lo tanto los tiempos de corrección de la sobrecarga de manera de llevar nuevamente las instalaciones a sus valores nominales.
- La capacidad de sobrecarga en condición de emergencia de los equipamientos de la red perteneciente al Sistema de Transporte de Alta Tensión fue establecida en base a las siguientes condiciones:
 - Todos los bancos de capacitores serie de 500 kV cumplen los regímenes extraordinarios de sobrecarga establecidos por la norma IEC 143. Es decir, una sobrecorriente no deberá superar nunca 1.5 veces la corriente nominal del banco y no deberá exceder:
 - 1.10 p.u. durante 8 horas en un período de 12 horas.
 - 1.35 p.u. durante 30 minutos en un período de 6 horas.
 - 1.50 p.u. durante 10 minutos en un período de 2 horas.

La corriente media de un banco en un período de 24 hs. no debe exceder la corriente nominal

- Para el caso de los transformadores y líneas aéreas pertenecientes al Sistema de Transporte de Alta Tensión se ha adoptado como criterio un nivel de sobrecarga admisible para la condición de emergencia tal que la carga no exceda el valor de 1,3 veces el valor de la carga nominal del equipamiento

3.6.2 Análisis de los escenarios en estado transitorio

Con los porcentajes de generación eólica que se presetenó anteriormente se procedió a realizar el análisis de estabilidad de frecuencia, para escenario de valle, ya que se



considera el mas defavorable debido a la baja proporción de generación regulante.

El análisis involucró las siguientes tareas:

- Reajuste de los escenarios base considerando las modificaciones a las capacidades de las plantas eólicas y sus equipamientos asociados que hubieran surgido de los estudios estáticos. Las adecuaciones de la generación (redespacho de generación) se realizó considerando el desplazamiento de unidades térmicas por su costo, y teniendo en cuenta aquellas particularidades de las centrales en relación a: mínimos técnicos, tipo de tecnología, y aquellas que son necesarias para cumplir con los requerimientos operativos.
- Simulación de la desconexión intempestiva de grandes módulos de generación en el bloque de mínima demanda, tomando en consideración los criterios de desempeño dinámico establecidos por CAMMESA.
- Análisis de la afectación de la inercia equivalente del sistema producida por la sustitución de generación convencional debida al ingreso de generación eólica.

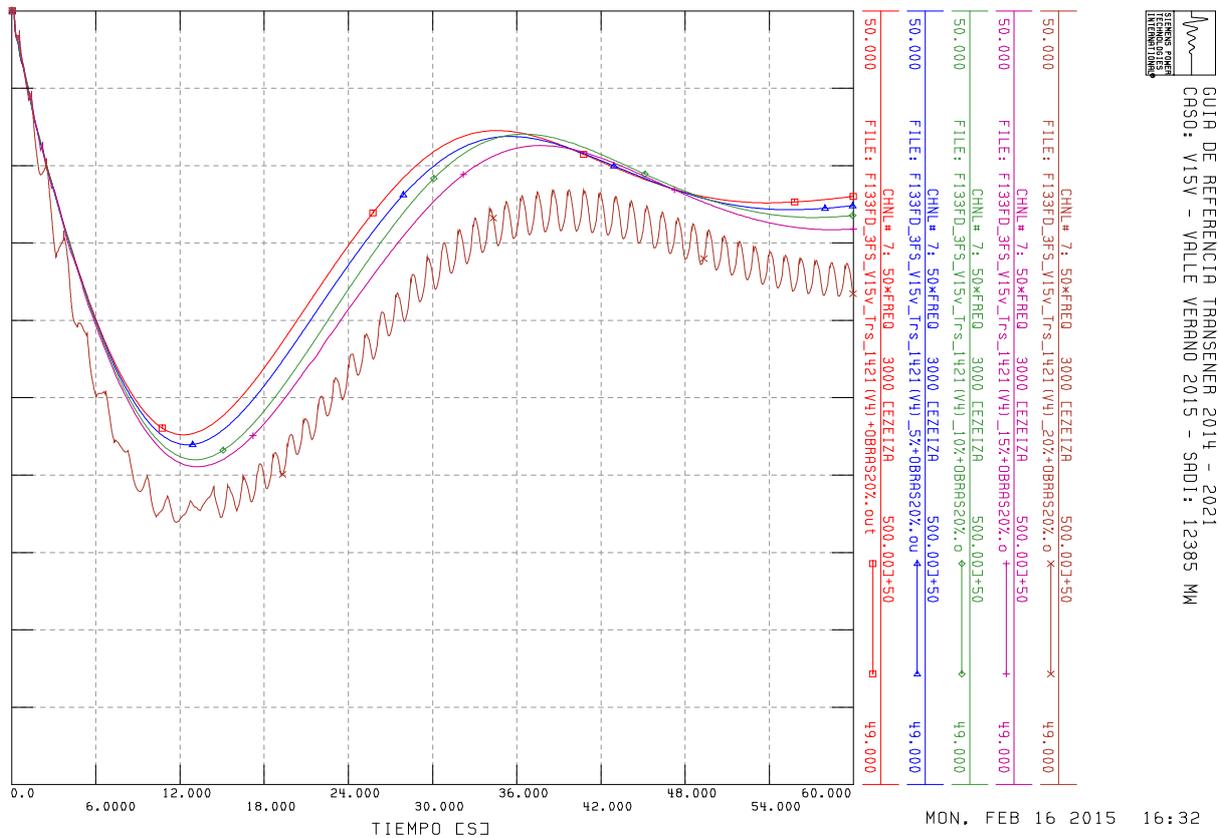
En lo que respecta a la dinámica de las planta eólicas, fueron adoptados modelos estándar disponibles en la librería del simulador PSS/E.

a Fallas de pérdida de generación

Se analizó la respuesta de la frecuencia del sistema ante la desconexión de generación de aproximadamente 350 MW, que es el generador con mayor despacho para el escenario de mínima demanda (representativo de la pérdida de máxima generación). Similar análisis de evento de salida de generación se simuló para distintos grados de inyección de recurso eólico, en los cuales se incrementó el nivel de generación eólica hasta alcanzar un 20 % de la generación total (respecto de la potencia que corresponde al escenario de valle o mínima demanda).

En la siguiente figura se muestra el resultado de las simulaciones llevadas a cabo para los distintos niveles de ingreso de generación eólica, verificando en la evolución de la frecuencia en el tiempo la posible activación o la posibilidad de alcanzar el límite de activación del esquema de corte de carga por baja frecuencia (49 Hz), según se especifica en Los Procedimientos Técnicos de CAMMESA. Particularmente, en el primer instante la frecuencia se aproxima a los 49.3 Hz sin activar el esquema de corte de carga, y finalmente en el estado de restablecimiento, la frecuencia ingresa a la banda comprendida entre los 49.6 y 49.8 Hz, establecida como condición necesaria para cumplir con los criterios mínimos de desempeño.

En todos los casos se puede apreciar que la modificación de la inercia equivalente del sistema debido a la presencia de plantas eólicas resulta totalmente marginal, que en la medida de ingreso porcentual de generación eólica resulta en una disminución de la inercia equivalente.



GUIA DE REFERENCIA TRANSENER 2014 - 2021
 CR90: V15V - VALLE VERANO 2015 - SADI: 12385 MM

Figura Nº 10 Evolución temporal de frecuencia del SADI para distintos % de generación eólica (Elaboración propia)

En cuanto al evento de pérdida de generación en el escenario que considera un ingreso de generación eólica del 20%, curva inferior en la gráfica anterior (con "serrucho"), se debe a un ajuste inadecuado de una de las unidades de Río Turbio que a la fecha de realizadas las simulaciones no se contó con un modelo oportunamente homologado y parte de las bases dinámicas de CAMMESA.

Según puede apreciarse en la figura anterior, que ante el caso de máxima ingreso de generación eólica planteado (considerando la situación más conservadora de que toda esta generación eólica corresponde a tecnología que no tiene la capacidad de regular frecuencia), se observa que la frecuencia del sistema no alcanzó el límite de activación del del primer escalón que corresponde al esquema de corte de carga por baja frecuencia. Por lo tanto, el impacto del desplazamiento en regulación y la reducción de inercia del sistema no resultan en requerimientos adicionales para la Reserva Rodante.

El caso analizado representa el evento de mayor porte de pérdida de generación en el SADI, que impacta en el balance energético y de control de tensión, por lo que se puede inferir que que los simulaciones que involucren la salida de un generador de menor potencia despachada, tendría que resultar en una menor criticidad.

De esta manera, los resultados del evento simulado con el 20% de generación eólica permiten identificar una condición límite para la cual, desde un punto de vista técnico, no



es posible incrementar la penetración de renovables sin vulnerar los criterios de desempeño establecidos o generar una activación extra del esquema de desconexión de cortes de demanda.

b Fallas sobre el sistema de transporte

Para las algunas de las fallas sobre el sistema transporte que se simularon se concluye que la presencia de generación renovable vinculada al sistema de transmisión en el que se produce la falla no introduce inconvenientes en el desempeño dinámico del sistema que determinen restricciones a su ingreso.

En todos los casos las desconexiones de carga producidas son consecuencia de la severidad de la falla analizada y no tienen relación con la presencia de la generación eólica.

En las fallas que por la cercanía a la planta eólicas generen sobrecargas sobre el sistema de transporte será necesario disponer de automatismos de desconexión automática de generación. La necesidad de los automatismos para la desconexión de generación local radica en eliminar el sobrepaso del flujo por encima del límite térmico de las líneas de transmisión afectadas, como consecuencia de la redistribución del flujo de carga posterior a la falla analizada. Esta necesidad surge de la localización de dichas plantas en el sistema y no de su condición de generación renovable, tal como ocurre en el caso de generación convencional que, a consecuencia de una falla, ve afectado su camino de evacuación.

En los casos que se representaron fallas en los principales corredos de evacuación de generación eólico, se verificó que es necesario que las plantas cuenten con automatismo para la desconexión de generación ante la pérdida de estos vínculos.

3.6.3 Conclusiones de los estudios en estado transitorio

Esta sección tuvo com objetivo evaluar el comportamiento dinámico de la red de transporte de energía ante la ocurrencia de contingencias severas en los componentes de red.

Como resultado de los estudios de estabilidad se puede concluir que el ingreso generación eólica, bajo condiciones en que la red es perturbada a través de fallas o salida intempestiva de alguno de sus componente, el sistema presenta condiciones de aceptables de estabilidad, y en los niveles porcentuales de ingreso nos permite deducir que no es necesario adecuar el nivel de reservas operativas para la estabilidad de frecuencia.

Por el contrario, en caso de existir inestabilidad sobre el sistema se requiere de un análisis exhaustivo sobre el origen de la causa y la asignación de los nuevo requerimientos de reservas operativas (incluidos esquemas de desconexión automática de carga). Un ejercicio, sería promover una adecuación en el volumen de reservas en función de los valores determinados en apartado de Requerimientos de Reservas Operativas.



4. OPERACIÓN ECONÓMICA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Para evaluar la operación económica del SADI se utiliza un modelo de simulación de oferta de energética que permite analizar la operación futura del sistema. El modelo tiene como premisa alcanzar un despacho de generación a mínimo costo que logre abastecer la demanda del sistema bajo condiciones de calidad requeridas, buscando minimizar situaciones de déficit por ENS (Energía No Suministrada). Para realizar la simulación del SADI, el modelo requiere de la siguiente información para su ejecución:

- Demanda proyectada
- Plan de nueva generación y plan de transmisión¹⁸
- Precios y disponibilidad de combustibles

Con la evaluación de la operación económica se pretende conocer un posible escenario de evolución de los costos operativos del SADI, los combustibles utilizados, resultado de los precios del mercado eléctrico (costo marginal operado) y la relación del impacto y cambio con el ingreso de generación eólica. En cuanto a la generación eólica, se considera como escenario base el caso actual del SADI, que a la fecha tiene generación eólica con aproximadamente 180 MW (año 2015).

El escenario base para las simulaciones considera un crecimiento moderado en cuanto a demanda, precios de combustibles coincidente con expectativas medias del sector, y con oferta de generación que a la fecha tiene plazos de ingreso o al menos se encuentra en los planes de expansión del parque de generación (proyectada) de los organismos de referencia del sector.

El escenario base considera un margen de reserva sobre el parque de generación regulante del 3%, que luego se incrementará hasta un 3.5% con el sentido de verificar el impacto sobre los costos de abastecimiento.

Cabe mencionar, que bajo las condiciones particulares que presenta el sector eléctrico argentino, es de esperar que la evolución de la demanda a futuro se vea afectada por ajustes de tarifas tendientes a mantener el déficit sectorial en límites aceptables para las cuentas fiscales. En este sentido, y en una primera aproximación, se ha considerado que el nivel de déficit que registró el sector en 2010 se mantiene en el tiempo y que el incremento de tarifas surgiría a partir de la necesidad de financiar los proyectos que a futuro requiera el sistema para mantener una reserva similar a la registrada en 2010.

¹⁸ La simulación tiene en cuenta la red completa que requiere considerar y tener representado el plan de expansión del sistema de transmisión. En general, cuando se modela la red y sus límites de transmisión se simula con el sentido de evaluar la congestión sobre los corredores (que generen precios locales), y para tener precisión en las pérdidas del sistema. Otra forma de modelar es con barra única que elimina las restricciones del sistema de transporte y precisión sobre las pérdidas de red, ya que en el modelo de barra única se le puede asociar un porcentaje de pérdidas para tener un resultado consistente con el despacho de generación.

Adicionalmente, en nuestro caso se considera que el ingreso de recurso eólica se implementa con capacidad suficiente de evacuar la generación y se conecta a nodos robustos dada la magnitud de los aprovechamientos representados.



4.1 Criterios para determinar el caso Base

Para obtener la proyección de los precios de la energía y el costo marginal operado en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) argentino, es necesario definir la evolución prevista de las variables que afectan el funcionamiento del mercado eléctrico. Las variables más importantes son: la proyección de la demanda, el plan de expansión de la capacidad de generación, los precios y la disponibilidad de los combustibles y las limitaciones en el comercio de energía eléctrica (importación/exportación) con los países vecinos.

El Caso Base resume la evolución prevista de las variables mencionadas para los próximos años. Este escenario es representativo de una condición probable. Las principales incertidumbres en dicho escenario son las siguientes:

- Efectiva verificación de la entrada/salida de servicio de los equipos de generación.
- Precios de los combustibles.
- Crecimiento de la demanda
- Cambios regulatorios en la Argentina, considerando el período posterior a diciembre 2015.

En el Anexo se presenta el escenario de evaluación del mercado eléctrico de Argentina y se resume la evolución prevista de las variables enumeradas con anterioridad para los próximos años.

4.2 Análisis metodológico de las variables explicativas

En el análisis se buscará la relación entre el grado de penetración de generación eólica y el incremento del costo operativo del sistema, manteniendo un determinado nivel de reserva rotante fijo. Dicho nivel de reserva fijo es del 3%, establecido en los Procedimientos Técnicos, y está asociado al nivel de riesgo admitido, aprobado por la Dirección Operativa de CAMMESA.

Utilizando el modelo de despacho para emular el proceso de planificación de la operación del SADI (y calcular indicadores como costo total y costos medios operativos) para el horizonte de interés, se simuló varios escenarios que verifican la relación entre el ingreso de generación renovable eólica versus costo de operar el SADI. Para ello se modificará el nivel de ingreso desde el escenario base hasta los casos que consideran el ingreso de generación eólica del 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, y 30%, como porcentaje del escenario de mínima demanda propuesta inicialmente para estudios eléctricos. Para estas simulaciones se incluyeron dos escenarios más respecto de los simulados para estudios eléctricos, el de 25% y 30%. Los porcentajes tienen como base la potencia de 12720 MW que corresponde al escenario más desfavorable desde el punto de vista de los estudios eléctricos, por tener el mínimo parque rotante de unidades con capacidad de regulación y menor recurso de control de tensión del SADI.

En las simulaciones se identificarán aquellas variables que son el resultado operativo (despacho) del SADI y el impacto sobre las mismas con el ingreso de generación renovable, de manera de establecer una la relación entre ingreso de renovable versus estas las variable explicativas. Las variables que se pretende presentar son al menos el costo total operativo, el costo de energía (despacho), reemplazo de combustibles, etc.



Los resultados de las variables indicarán la afectación en relación al porcentaje paulatino de energía eólica que se podría incorporar al SADI durante el horizonte de interés, con el sentido de conocer el impacto en la calidad de suministro (estudios eléctricos) y los resultados económicos macros del sistema.

4.3 Metodología para determinar el impacto en los costos operativos

Para determinar los costos operativos se utilizó una metodología con base en la evaluación económica en relación al impacto de los costos asociados a la incorporación al SADI de las plantas eólicas. El beneficio de las eólicas se estima a través de la reducción esperada en los costos operativos anuales (gastos con combustibles y penalidades por déficit) cuando se agregan “nuevos” proyectos al caso de referencia.

El impacto se evalúa a través de costo incremental total del sistema, y se determina como la suma de los costos anuales de abastecimiento (en relación a los combustibles utilizados) más el de inversión necesaria para la construcción de las centrales eólicas (valor unitario por MW de eólico instalado). La evolución de los costos durante el período de estudio es el resultado de las simulaciones de la operación económica y luego son actualizado (valore presente neto) para comparar los escenarios que consideran distinto porcentaje de recurso eólico.

En un primer paso se simula en el modelo SDDP el escenario de oferta para un escenario de demanda y oferta de generación considerando un horizonte 2015-2025, considerado caso base, y teniendo en cuenta los precios actuales y al final del horizonte de interés con el objetivo de obtener una configuración de muy largo plazo. Sobre este caso se impactará el ingreso de nueva generación eólica.

Para evaluar el costo operativo se contabiliza el promedio del costo operativo que es la suma de los costos de combustibles y las penalidades para racionamiento para un conjunto de los años que consideran una muestra representativa de las condiciones hidrológicas. Para los análisis, se obtuvo el promedio de los costos operativos para todo el período de estudios, desde el año 2015 hasta 2025.

Como segundo paso, se repite el mismo procedimiento de simulación utilizando el modelo SDDP, pero considerando el ingreso de un grupo de plantas eólicas elegidas de acuerdo fechas tentativas de ingreso de cada proyecto candidato y otros criterios con base en la experiencia en las tecnologías utilizadas y factores de planta. Para evaluar el sustancialmente el impacto de ingreso se considera el ingreso en su totalidad al inicio del período de análisis, y luego se observa la evolución del costos de abastecimiento.

Para complementar el análisis se propuso un escenario con ingreso paulatino de potencia de generación eólica, con período semestral y a pasos incrementales de 5% de potencia por período hasta alcanzar el 30%.

El beneficio sobre el abastecimiento del sistema será la reducción estimada en los costos operativos mas costo de inversión del conjunto de plantas eólicas “adicionales” al plan base de expansión, es decir, la diferencia entre los costos estimados en dos casos, uno en la simulación del caso base y otro con un porcentaje de eólico.

Con el resultado se evaluará el mínimo costo incurridos en los diferentes ingreso de generación eólica, considerado como el ingreso porcentual de eólico que genera



beneficios por arriba de los costos incurrido por sobre costos de abastecimiento.

En resumen, el procedimiento de análisis consiste de los siguientes pasos:

- a. Simulación del “caso base” considerando un horizonte ampliado de 2015 a 2025 para evaluación del costo operativo anual de referencia; Considera un porcentaje de eólico, que corresponde a la potencia actualmente instalado sobre el SADI.
- b. Agregar al “caso base” un conjunto de plantas eólicas candidatas y se re-simula el modelo SDDP para calcular el costo operativo anual del caso considerando la expansión adicional de los proyectos eólicos.
- c. El punto “b” se repite para cada uno de los ingresos porcentuales de eólico sobre el SADI.
- d. Se obtiene el valor presente de costos de abastecimiento y se anualiza para el período de análisis.
- e. Se valoriza el costo de inversión de cada uno de los escenarios de ingreso de eólico.
- f. Se suma costo anualizado de abastecimiento y el de inversión en recurso eólico, para obtener un valor representativo de cada escenario de análisis.
- g. Se compara cada una de las sumas del costo total con el beneficio asociado a la expansión adicional de eólicos. Es decir, para evaluar los costos totales se considerará el delta incremental entre el ingreso de generación eólico respecto al parque ya instalado, considerando un precio de referencia para la tecnologías eólica que ingresan.

El criterio de ingreso del parque de generación eólico será a través de evaluar la factibilidad y clasificar de los proyectos eólicos de acuerdo a las siguientes premisas:

- (a) En base en la competencia de cada proyecto y el impacto que la instalación del proyecto trae al sistema eléctrico.
- (b) En base en la madurez de las tecnologías utilizadas.

Otras formas que pueden resultar de análisis en esta instancia pueden ser aquellos que tiene antecedente en los beneficios ambientales que genera (estimados, por ejemplo, en función de reducción de emisiones de CO₂, como resultado de la entrada en operación de los proyectos renovables); y en el beneficio de reducción del costo operativo asociados a la entrada en operación de los proyectos renovables. Estos dos aspectos serán el producto de los resultados de las simulaciones operativas de los casos de referencia.

4.4 Resultados de la operación económica con diferente ingreso de generación eólica

El resumen de los resultados de las simulaciones en cuanto al Costo de Abastecimiento¹⁹ se muestra en la siguiente tabla, y adicionalmente, en el Anexo se presenta la evolución de las principales variables de la operación económica del sistema.

En la tabla se muestra el costo de abastecimiento para el período de estudio (2015-2025) para los diferentes porcentajes de ingreso de generación renovable. El factor de planta utilizado para representar la producción de generación eólica tiene en cuenta valores típicos observados en la actualidad en cada una de las zonas de ingreso, que alcanzan un 46 % en promedio.

Tabla 5 Evolución de los costos de abastecimiento para distintos porcentajes de generación eólica en [MM USD] con 3% de reserva operativa

%	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	6243	6512	6770	7300	8114	8044	7687	7810	8101	8529	9090
5	6084	6380	6617	7154	7961	7895	7559	7693	7996	8429	8983
10	5883	6190	6430	6950	7734	7712	7373	7544	7861	8282	8839
15	5687	6025	6239	6768	7533	7514	7208	7390	7717	8148	8694
20	5510	5839	6060	6579	7334	7343	7036	7253	7585	8017	8570
25	5337	5658	5887	6401	7137	7163	6884	7124	7452	7890	8441
30	5163	5491	5719	6224	6954	6976	6730	6982	7319	7763	8307
30+	6220	6291	6156	6315	6955	6984	6728	6979	7321	7762	8309

(Elaboración propia)

Nota: "30+" se refiere al escenario que considera el ingreso paulatino de generación en período semestrales, hasta alcanzar un 30% el sexto semestre desde el inicio del período de análisis.

En los valores obtenidos se observa que hay gran impacto con el ingreso de producción Shale Gas de Vaca Muerta, a partir del año 2020.

¹⁹ El costo de abastecimiento considera la remuneración del suministro de combustibles para el parque de generación térmico, es decir, no es el resultado del costo de lo que representa el mercado. (PxQ, donde "P" es el precio reconocido y "Q" la cantidad suministrada). Este análisis permite hacer el ejercicio independiente de la regulación en cuanto a la definición de precios reconocidos para los generadores, segmentación, y esquemas de subsidios cruzados.

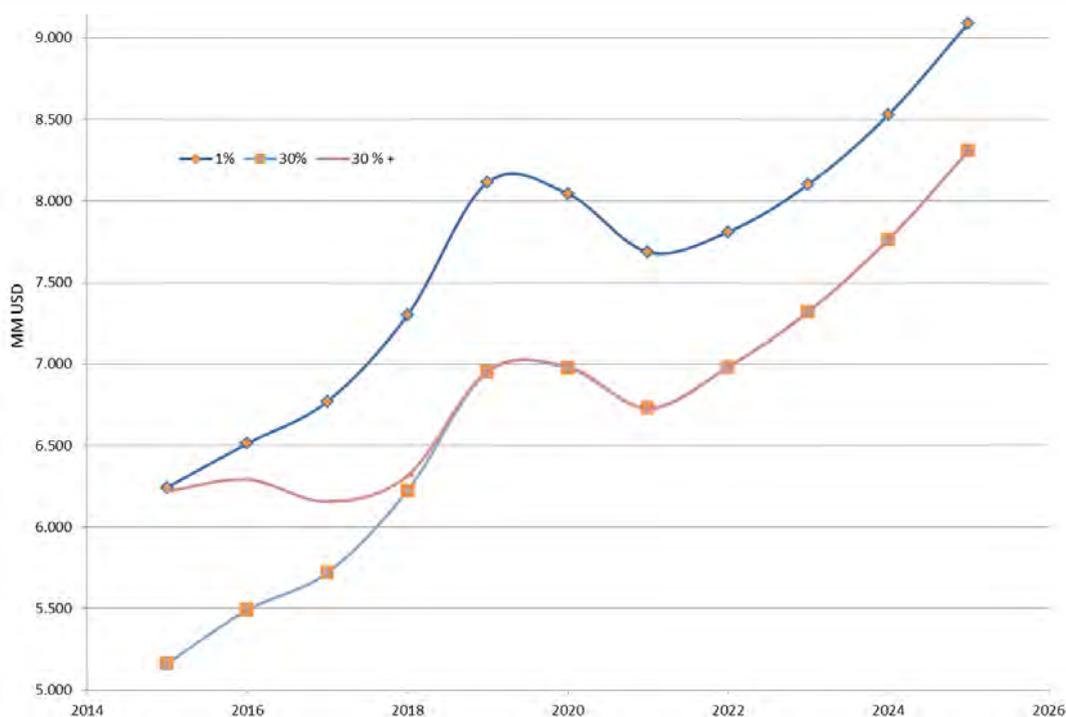


Figura N° 11 Evolución de los costos de abastecimiento

(Elaboración propia)

Si se considera un incremento en el porcentaje de reservas operativas (servicio de regulación primaria de frecuencia) y pasamos de un 3% a un 3.5%, es decir, baja la oferta térmica y se observa un incremento en el costo operativo del sistema respecto del caso en que se considera una reserva de 3%. Adicionalmente, el hecho de reducir el margen operativo de las unidades de generación también se modifica el punto de operación óptimo de las unidades en relación a su eficiencia. Los resultados para una reserva primaria de 3.5% se obtuvieron para los casos que considera un porcentajes de 25% y 30% de eólico, y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6 Evolución de los costos de abastecimiento para distintos porcentajes de generación eólica en [MM USD] con 3.5% de reserva operativa

%	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
25	5355	5672	5901	6413	7159	7178	6906	7130	7465	7901	8452
30	5184	5498	5731	6235	6970	7005	6737	6987	7334	7776	8322

(Elaboración propia)

Se observa en la tabla anterior que un incremento en la regulación primaria de frecuencia resulta para el sistema un leve incremento en los costos operativos debido a la disminución en la oferta energética.

Luego, continuando con el resultado de reservas operativas del 3%, si se actualizan y anualizan los costos de abastecimiento para similar período de análisis, se pueden homogeneizar los resultados para cada escenario de crecimiento de generación eólica. Del mismo modo es posible anualizar la inversión para cada porcentaje de eólico considerado en cada escenario. Los valores son presentados en la siguiente tabla con las siguientes consideraciones:



Tabla 7 Valores de referencia de proyecto para el cálculo de VAN y Anualidades

Valores de Referencia	
Tasa	10%
Período Costo de Abastecimiento	11
Costo Eólico \$UD/kW, instalado	2200
Vida útil	20

(Elaboración propia)

Tabla 8 Resultados del costo total (Op+Inv) con diferentes porcentaje de generación eólica

%	VAN Costo Abastecimiento MM\$	Anualidad Costos abastecimientos MM\$	Potencia Instalada [MW]	Costo inversión plantas eólicos MM\$	Anualidad Inversión EólicosMM\$	CosAba +CosInvEol [MM USD]
1%	\$48206	\$7422	180	396	46,5	7468,5
5%	\$47317	\$7285	636	1399,2	164,3	7449,4
10%	\$46124	\$7101	1271	2796,2	328,4	7429,9
15%	\$44986	\$6926	1906	4193,2	492,5	7418,7
20%	\$43886	\$6757	2542	5592,4	656,9	7413,8
25%	\$42798	\$6589	3192	7022,4	824,8	7414,2
30%	\$41754	\$6429	3892	8562,4	1005,7	7434,4

(Elaboración propia)

Se observa un decaimiento en los costos del sistema con el ingreso de mayor porcentaje de generación eólica hasta al menos el 20 %, y luego se alcanza un valor mínimo, por arriba del 25 % se incrementan los costos y no es recomendable económicamente el ingreso de nueva generación eólica. Estos valores son de referencia considerando los escenarios de demanda, combustibles y precios del sector, nuevo ingreso de generación térmica, especificados en el Caso Base del Anexo, y sirven como valores comparativos de las alternativas de análisis.

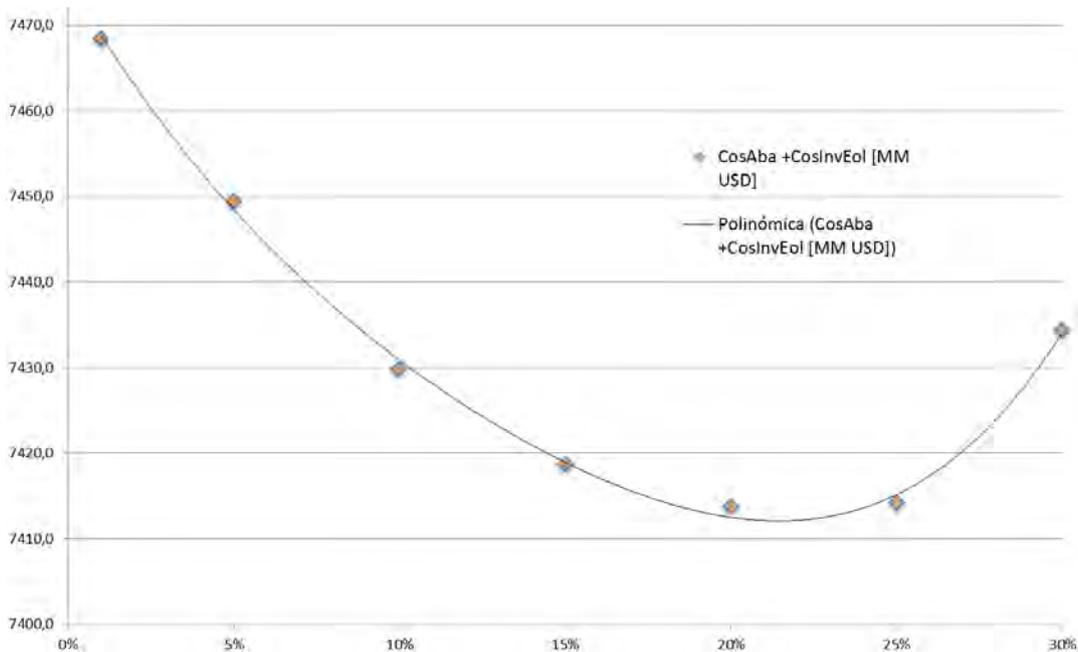


Figura N° 12 Costos versus porcentaje de generación eólica en [MM USD]

(Elaboración propia)

Similares conclusiones caben a la hora de analizar los costos incrementales de la anualidad de abastecimiento versus el incremental de inversión en eólico. Donde se observa que por arriba del 25 % (aproximadamente) el incremento en generación eólica no resulta en un beneficio en el costo de abastecimiento.

Tabla 9 Costos incremental en función del incremento de generación eólica

%	Incremental CosOper Anualidad MM\$	Incremental CosInv Anualidad MM\$
5%	\$0,3002	0,26
10%	\$0,2892	0,26
15%	\$0,2759	0,26
20%	\$0,2662	0,26
25%	\$0,2577	0,26
30%	\$0,2296	0,26

(Elaboración propia)



Figura N° 13 Costos incrementales porcentaje de generación eólica en [MM USD]

(Elaboración propia)

5. ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD ECONÓMICA (VAN - TIR)

A partir de los resultados de costos marginales y la producción en las diferentes alternativas de crecimiento de generación eólica de la simulaciones previas, el costo de inversión y un O&M del 3% del costo de inversión, se obtienen los siguientes resultados de TIR y VAN:

Tabla 10 Resultados de la TIR y VAN desde el punto de vista del inversor

Eólico %	TIR	VAN 10 %	VAN 9 %
1%	19,8%	183	209
5%	11,4%	84	151
10%	9,2%	-100	22
15%	8,1%	-350	-175
20%	7,3%	-637	-411
25%	6,7%	-988	-713
30%	5,9%	-1.480	-1.156

(Elaboración propia)

Se observa que para valores porcentuales de eólica de hasta al menos el 5% se obtienen TIR por arriba del 10 % y VAN positivo (considerando un tasa de descuento del 10 %). Adicionalmente, se incluyó el caso que tiene en cuenta una tasa de descuento del 9 %, y el VAN resulta positivo para proyectos de hasta el 10 % de generación eólica.



CAPÍTULO 4: CRITERIOS PARA LA DETERMINAR LÍMITES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS EN EL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA A GRAN ESCALA A LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1. GENERALIDADES

Durante el desarrollo del trabajo se observaron los principales aspectos del conexionado de generación eólica a gran escala en los sistemas de transmisión, destacando aquellos puntos técnicos y económicos que generan impacto en la operación de redes.

La metodología propuesta para evaluar el impacto del ingreso de generación eólica a gran escala considera el análisis de variables económicas e indicadores de desempeño técnico del sistema. El análisis permite identificar a través de variables explicativas los límites que admisibles de la red, y del sistema en su conjunto.

Desde lo técnico se presentó un análisis de la variabilidad y previsibilidad del recurso primario (viento), y cómo este impacta e influye en consideraciones sobre la determinación de las reservas asociadas al control de frecuencia (para no alcanzar riesgo de colapsos operativos), y el control de tensión.

En cuanto a lo económico se evaluó el costo de abastecimiento del sistema (combustibles líquidos) y el reemplazo de unidades costosas que se generaron en las diferentes alternativas de ingreso de generación eólica.

A continuación se describen las generalidades de los aspectos mencionados previamente y se destacan algunos criterios para determinar los límites operativos al ingreso de generación eólica, u otro recurso de similar características. Cuando se refiere a “límites operativos” se quiere describir aquellos aspectos que por encima de ellos, y bajo los escenarios analizados, pueden generar riesgo sobre la gestión de red o no son factibles en términos económicos.

2. ANÁLISIS TÉCNICOS

- La conexión de generación eólica a gran escala que tiene influencias sobre el control de tensión, debido a la variabilidad del recurso primario, aunque se concluye que las actuales tecnologías permiten lograr una efectiva integración, que complementadas con eficaces inversiones en la red de transporte eléctrico permiten cumplir con los requerimientos de control local de tensión y admite evacuar generación a gran escala. En este sentido, ya hay normativa de países para el acceso que es adecuada para evaluar el acceso de nueva generación y los requerimientos específicos que se requiere en la incorporación.
- Los temas relacionados con el control de tensión tienen un alcance limitado al área inmediata de influencia de los proyecto (impactos locales). Sin embargo las

exigencias regulatorias tienen como resultado que estos impactos no sean los que establezcan un limitante a la capacidad eólica que es factible de instalar en cada punto de conexión de la red. En general son temas que pueden ser estudiados mediante análisis estático, aunque dependiendo del sitio analizado y su contexto puede requerir algunas verificaciones mediante simulaciones dinámicas (problemas particulares de estabilidad transitoria, problemas de amortiguamiento, etc.), estabilidad de tensión (análisis Q/V).

- Por otro lado, se observó que la variabilidad y previsibilidad del recurso primario (viento) genera impacto en los requerimientos asociados al control de frecuencia a través de la determinación de reservas operativas. Básicamente, estas reservas son necesarias en los tiempos y volúmenes adecuados para cubrir el posible faltante debido a cambios repentinos por la falta de recurso primario (eólico) y para cubrir los posibles desbalances energético.
- Para ello, se describió una forma de tratar la incertidumbre en el recurso eólico para determinar niveles de reserva adecuados, a modo de cobertura de riesgo por la ausencia del recurso primario, lo que significa trabajar sobre las formas y niveles en que se respalda la ausencia del recurso, y por otro lado, la forma de predecir la ausencia del mismo. El objetivo es determinar reservas operativas adicionales que deben ser destinadas a garantizar la seguridad de funcionamiento y minimizar los costos asociados.
- Desde el punto de vista de los pronósticos la única solución para la variabilidad y poca previsibilidad del recurso está limitada al uso de las unidades de generación convencional para compensar las necesidades de reserva. En el caso Argentino, los niveles de reserva ante la presencia de energía eólica están determinados para responder ante las variaciones del recurso de viento y errores de pronóstico (que son evaluados por funciones de densidad de probabilidad), que no es otra cosa que cuantificar las reservas mínimas asignadas al parque de generación convencional.
- En caso de existir otros elementos limitantes que puedan surgir en la instancia de determinar la máxima capacidad local, por límite de cortocircuito o capacidad del sistema eléctrico, se considera que es factible instalar o reforzar las instalaciones o equipos de conexión a las barras del sistema en base a criterios que permitan cumplir con los requerimientos establecidos en la normativa.
- En nuestro caso cada sitio potencial fue analizado asumiendo que cumplirá con todas las exigencias de la normativa, en cuanto a aporte de potencia reactiva, capacidades para el control de tensión, tolerancias a los huecos de tensión, etc. De igual modo, se asume que cada proyecto podrá estar equipado con todos los elementos de control y compensación requeridos para cumplir con los requisitos de calidad, tales como las tolerancias exigidas en cuanto a Flicker, tensiones armónicas, etc. Es decir que se asume que ninguno de estos factores será un limitante para la determinación de la máxima capacidad factible para el sitio, la que quedará determinada por los atributos de la fuente primaria, la viabilidad económica de cada proyecto, y la posibilidad de cumplir con las exigencias de la normativa apelando a inversiones en compensación y control que resulten



razonables y compatibles con el nivel de inversión básica de cada proyecto.

- En nuestro caso, se verificaron los resultados para convalidar la capacidad de potencia máxima admitida sin que disminuya la seguridad operativa (desconexión de carga), atendiendo a las condiciones locales de cada proyecto y los impactos en su entorno. Estas evaluaciones fueron realizadas sobre la selección de escenarios de mínima demanda, considerado como crítico para un período de estudio a los fines de lo que se intenta evaluar. Sobre este escenario de mínima se obtuvieron los porcentajes de ingreso de generación eólica, que luego son consideradas en cuatro (4) alternativas por encima del caso base de análisis. Las alternativas son de 5%, 10%, 15%, y 20%, en relación al escenario de mínima demanda de 12720 MW.
- Concluyendo, los temas relacionados con el control de la frecuencia presentan un impacto a nivel global del sistema, afectando la inercia equivalente, las necesidades de reservas disponibles en el SIN y el estatismo equivalente de la generación convencional con capacidad de regulación. En forma preliminar, pueden establecerse niveles de reserva y estatismos mediante análisis estático, pero inevitablemente la evaluación final debe ser convalidada mediante simulaciones dinámicas, las que además permiten evaluar el desempeño ante fallas típicas severas, y evaluar el impacto de distintos niveles de ingreso de generación eólica en el desempeño dinámico (amortiguamiento de oscilaciones).
- Por lo observado, el primer elemento limitante que puede surgir del análisis que determina la capacidad máxima de ingreso de generación eólica del sistema quedará establecido por las condiciones de reservas operativas y los posibles impactos en su zona de influencia de los proyectos particulares. En relación a los proyectos evaluados no se observan limitantes locales en los puntos de red de conexión.

3. ANÁLISIS ECONÓMICOS

- El beneficio de la generación eólica se estimó a través de la reducción esperada en los costos operativos anuales (gastos con combustibles y penalidades por déficit) cuando se agregan los “nuevos” proyectos por sobre el caso de base; mientras que el costo se determinó por la suma del costo incremental de inversión que es necesario para la construcción de las plantas eólicas, respecto del escenario base.
- Las consideraciones utilizadas para evaluar el ingreso de generación eólica, y renovable en general, están vinculados a aquellos resultados que en términos económicos resultan en beneficios y/o costos para el sistema, teniendo en cuenta aquellos aspectos que son intrínsecos de la planificación de la oferta energética (operación e inversión).
- El costo de operación, es el resultado de los costos de combustibles que son necesarios para abastecer la demanda del SADI, teniendo en cuenta escenarios de precios internacionales y locales para combustibles líquidos; mientras que el costo de inversión es aquel que permite incrementar la generación eólica (utilizando valores unitarios recomendados para estas tecnologías). El plan de expansión del parque de generación es definido a través de los planes de referencia que



proponen los organismos encargados del despacho de carga o guías de referencia de transportistas.

- Para aplicar la metodología se tomaron siete casos con diferente participación porcentual de ingreso de generación eólica: del 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, y se propuso un escenario que considera un ingreso paulatino de potencia de generación eólica, con período semestral y a pasos incrementales de 5% de potencia por período hasta alcanzar el total de 30%.
- En las siete alternativas se evaluó el costo en que se incurre por la operación del sistema más aquellos costos incrementales de inversión en las nuevas plantas de generación eólica.
- La participación de energía eólica fue elegida en función de las expectativas que se tienen del recurso bajo análisis, sobre aquellos lugares del sistema argentino en que existe capacidad del recurso primario y además cuenta con capacidad del sistema de transporte.
- Como resultados se obtuvo el promedio de los costos operativos para el año 2015 hasta alcanzar el 2025, en todas las alternativas de ingreso de eólica. El beneficio de las alternativas o caso de análisis fue la reducción en los costos operativos más el costo incremental de inversión del conjunto de plantas eólicas “adicionadas” al plan de expansión, es decir, se obtuvo la diferencia entre el valor estimado de los costos de las alternativas respecto del caso base que considera la generación eólica que actualmente está vigente en el SADI.
- El criterio económico resultó ser el primer elemento que marca el camino a la determinación del porcentaje recomendable en la definición del ingreso de generación eólica a gran escala.

4. CONCLUSIONES FINALES

En el trabajo se desarrollaron los criterios que permitan determinar una banda recomendable para el ingreso de generación eólica a la oferta de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de potencia, y particularmente se desarrolló el caso de Argentina. Se obtuvo un porcentaje que permite diversificar la matriz energética con la incorporación de fuentes de energía renovable que resultó sostenible desde lo técnico y económico.

Se propuso una metodología que integra consideraciones técnicas y económicas, para un análisis de largo plazo, en base a las principales variables explicativas del ingreso de generación eólica. En este sentido, en el trabajo se identificaron y valorizaron los factores operativos que están influenciados por el grado en que ingresa la energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia. Se presentaron los aspectos técnicos que influyen en la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia, asimismo, se valorizó económicamente el impacto que genera sobre la operación de la red el ingreso de generación eólica, en relación al costo de abastecimiento del sistema y el incremento debido a un aumento asociado a las reservas de regulación de frecuencia.

Los resultados para el SADI argentino fueron:



- Los estudios eléctricos permitieron alcanzar hasta un 20%²⁰ de ingreso de generación eólica considerando el escenario de mínima demanda, pudiendo ser superado hasta el punto que se obtenga la mínima frecuencia que determina la actuación del primer escalón de corte por subfrecuencia (Esquema Automático de Desconexión de Carga - EDAC).
- El análisis de oferta energética determinó un valor óptimo que minimiza el costo para el sistema con el ingreso de generación eólica, el valor se encuentra por encima del 20 % (porcentaje definido en los términos del escenario críticos en los estudios eléctricos).
- Se verificó que para valores de ingreso de eólica que alcanzan un 5% se obtiene una Tasas Interna de Retorno (TIR) por arriba del 10 % y un Valor Actual Neto (VAN) que es positivo (considerando una tasa de descuento del 10 %). Adicionalmente, se incluyó el caso que tiene en cuenta una tasa de descuento del 9 %, y el VAN resulta positivo para ingreso de proyectos de hasta el 10 % de generación eólica.
- El incremento en las reservas operativas, de 3% a 3.5%, significó un leve incremento en los costos operativos, ya que respresenta una disminución en la oferta energética.

²⁰ El valor de 2544 MW corresponde al 20 % de un escenario de 12720 MW, de un escenario de mínima demanda de energía eléctrica del SADI-Argentina.

Los 2544 MW de generación eólica representan el 10.2% de la máxima demanda registrada en el SADI que fue de 24885 MW el 22/01/2016.



REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- [1] R. Molina, B. Barbieri, P. Arnera, M. Beroqui: “Reserva adicional necesaria en el SADI debido a la presencia de generación eólica”, XIV ERIAC (2011), Cigré.
- [2] Roberto Molina, CAMMESA, Área de Sistemas de Potencia y Control: “Integración de Energía Eólica en el Sistema Argentino de Interconexión Eléctrico (SADI)”, Conferencia Cigré (2012).
- [3] Norberto Yorg Mongelos: “Participación de la Central Yacyretá en la Regulación Primaria y Secundaria de frecuencia en el SADI”, Conferencia Cigré.
- [4] P. Arnera, M. Beroqui, R. Lastra, R. Molina, R. Gaido: “Caracterización de la carga a través de la determinación del coeficiente de sensibilidad con la frecuencia y de las desviaciones estándar de la misma en el Sistema Argentino Interconectado”, VI ERLAC (1995) Cigré.
- [5] Sebastian Achilles, Nicholas W. Miller GE Energy: “Wind Integration Studies, Modeling and Impact Analysis”, Conferencia Buenos Aires (2012).
- [6] Lion Hirth: “The Optimal share of Variable Renewables. How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment”, Energy Resources and Markets (2013).
- [7] Adiel Arenas, Pablo Mediavilla, Fabio Garcia, Pablo Garces: “Estabilidad en los Sistemas de Potencia con Generación Renovable”, Organización Latinoamericana de Energía - OLADE (2013).
- [8] Dr. B. Kalyan Kumar: “Power System Stability and Control”, Department of Electrical Engineering Indian Institute of Technology Madras Chennai, India (curso WEB).
- [9] Luis Pistone: “Estudios Eléctricos asociados al ingreso del Parque Eólico Gastre – 1350 MW en la provincia de Chubut”, Tesis de Grado de la Facultad de Ingeniería de la UBA.
- [10] Dammert, García Carpio, Molinelli: “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”, Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010.
- [11] Miranda Parra: “Determinación Técnica Económica de Reserva Óptima para control de Frecuencia”, Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile – Escuela de Ingeniería, 2007.



-
- [12] Ackermann, T., Ellis, A., Fortmann, J., Matevosyan, J., Muljadi, E., Piwko, R., Pourbeik, P., Quitmann, E., Sorensen, P., Urdal, H., Zavadil, B. (2013). "Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models." *Power and Energy Magazine, IEEE*, 11(6), 72-82.
- [13] Lopes, J. A. P., Hatziargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N. (2007). "Integrating Distributed Generation into Electric Power Systems: A Review of Drivers, Challenges and Opportunities." *Electr. Power Syst. Res.*, 77(9), 1189-1203.
- [14] Tsili, M., and Papathanassiou, S. (2009). "A Review of Grid Code Technical Requirements for Wind Farms." *Renewable Power Generation, IET*, 3(3), 308-332.
- [15] Gomes P., Carlos Barbosa Martins A., Ribeiro Zani C., Sardinha S. "Connection Requirements and Grid Codes for Distributed Generation". Symposium: Integration Of Wide-Scale Renewable Resources Into The Power Delivery System, Cigré, IEEE (2009).
- [16] Chang-Doo Cho, Soon-Ryul Nam, Sang-Hee Kang & Seon-Ju Ahn 2011, "Modeling of DFIG wind turbines considering fault-ride-through grid code", Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on, pp. 1024.
- [17] Alt n, M., G ksu, O., Teodorescu, R., Rodriguez, P., e nsen, B.-. & Helle, L. 2010, "Overview of recent grid codes for wind power integration", Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), 2010 12th International Conference on, pp. 1152.
- [18] Schowe-Von Der Brelie, B., Kalverkamp, F. Langst dtler, . 2012, Dynamic system performance of renewable power generation units — Useful and doubtful grid code requirements", Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop, pp. 1.
- [19] Teninge, A., Roye, D. & Bacha, S. 2010, "Reactive power control for variable speed wind turbines to low voltage ride through grid code compliance", Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on, pp. 1.
- [20] González . A., Dyško A. "The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation". Cigré Working Group B5.34. (2010).
- [21] "WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations". WECC Renewable Energy Modeling Task Force. (2010).



-
- [22] Keller .,Kroposki B. "Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources". NREL. National Renewable Energy Laboratory. (2010).
- [23] Asmine, M., Brochu, J., Fortmann, J., Gagnon, R., Kazachkov, Y., Langlois, C., Larose, C., Muljadi, E., MacDowell, J., Pourbeik, P. (2011). "Model Validation for Wind Turbine Generator Models." *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(3), 1769-1782.
- [24] Kayikci, M., and Milanovic, J. (2008). "Assessing Transient Response of DFIG-Based Wind plants—The Influence of Model Simplifications and Parameters." *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(2), 545-554.
- [25] Mokui, H. T., Mohseni, M., Masoum, M. A. (2011). "Investigating the transient responses of fully rated converter-based wind turbines." *Proc., Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2011 21st Australasian*, IEEE, , 1-7.
- [26] Persson, D. (2007). "Islanding Detection in Power Electronic Converter Based Distributed Generation." *Industrial Electrical Engineering and Automation*.
- [27] Woebeking, M. IEC TS 61400-22 (First Revision of IEC WT 01). Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH. 2008
- [28] Red Eléctrica Española. P.O. 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable. Resolución de 18-5-2009 BOE 28/05/2009.
- [29] Red Eléctrica Española. P.O. 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio. Resolución de 11-02-2005. BOE 01/03/2005.
- [30] Red Eléctrica Española. P.O. 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Resolución de 04-10-2006. BOE 24/10/2006.
- [31] Short W., Sullivan P., Mai T., Mowers M. "Regional Energy Deployment System (ReEDS)". NREL. National Renewable Energy Laboratory. (2011).
- [32] "Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America" NERC. North American Electric Reliability Corporation. April 3, 2014
- [33] "Tennet Grid Code – High and extra high voltaje" Tennet TSO GmbH Germany. (2012).



-
- [34] Erlich, I., and Bachmann, U. (2005). "Grid code requirements concerning connection and operation of wind turbines in germany." *Proc., Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE*, , 1253-1257 Vol. 2.
- [35] PR-20 Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN. Ingreso, Modificación y retiro de Instalaciones en el SEIN. COES-SINAC. Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD 14 de Marzo de 2013.

ANEXO: GENERALIDADES

1. GENERALIDADES DE LA GENERACIÓN EÓLICA

Entre las particularidades que presenta la generación eólica se pueden mencionar aquellas que están relacionadas al recurso primario y, por otro lado, a las tecnologías de conexión utilizadas en la actualidad para aerogeneradores, incluyendo la disponibilidad de almacenamiento de energía. Las tecnologías utilizadas son preponderante en cómo los generadores interactúan con la red, en relación al desempeño eléctrico. A continuación se presenta una descripción del tipo de tecnologías y el diseño de generadores, destacando las más comúnmente utilizadas.

1.1 Tipos de Tecnologías

En relación a los métodos de interconexión de la generación renovable a la red se pueden resumir en los siguientes:

- Máquinas sincrónicas
- Máquinas asincrónicas
- Convertidores de electrónica de potencia

1.1.1 Máquinas sincrónicas

Esta tecnología es compartida con los sistemas de generación convencional de gran potencia. Se pueden resumir las siguientes características con respecto a su interacción con la red:

- Permiten seguimiento de la carga con controles de velocidad y tensión adecuados.
- Respuesta inercial a los cambios de carga. Esta característica es esencial para el posible funcionamiento en isla.
- Posibilidad de control de tensión/reactiva en el punto común de conexión.
- Proporcionan corriente de falla sostenida con comportamiento subtransitorio y transitorio.

1.1.2 Máquinas asincrónicas

Este tipo de generadores no requieren de sincronización, control de tensión ni de velocidad. No obstante necesitan potencia reactiva de la red o de un condensador para la



excitación, lo que provoca caídas de tensión tanto durante el arranque como en régimen permanente.

- Presentan un comportamiento problemático en situación de colapso de tensión.
- No ofrecen soporte de tensión/reactiva.
- Presentan una respuesta inercial.
- No proporcionan corriente sostenida de falla para fallas cercanas. Sí para fallas lejanas que no provocan colapso de tensión y para fallas monofásicas.

Para el caso específico de generación eólica las máquinas de inducción convencionales (con rotor jaula de ardilla) han ido siendo reemplazadas por Máquinas Asíncronas Doblemente Alimentadas (DFIG). En este caso el rotor está separado eléctricamente del estator mediante un convertidor electrónico, el cual controla la frecuencia del rotor. El comportamiento durante transitorios es diferente a una máquina síncrona y asíncrona y depende fundamentalmente del control del convertidor.

1.1.3 Convertidores electrónicos de potencia

Son utilizados para interconectar fuentes que generan en corriente continua (planta solares fotovoltaicas) o a frecuencia variable (generación eólica full converter). Existe una gran cantidad de tecnologías diferentes, pero realizando una clasificación global se distinguen dos tipos:

a Convertidores conmutados por la red (line commutated)

Estos corresponden a los primeros convertidores empleados. Emplean tiristores como elemento de conmutación, por lo que depende de la red para la generación de onda, la cual presenta una mala calidad por su gran cantidad de armónicos.

b Convertidores de conmutación forzada (switched converters)

Corresponden a la tecnología utilizada actualmente. Utilizan dispositivos autoconmutables (IGBT, MOSFET) para generar una tensión alterna a partir de un bus de continua. Dentro de estos, los más utilizados son los convertidores en modo fuente de tensión (VSC) los cuales generan una tensión controlada en módulo y ángulo usando diferentes técnicas de modulación. La técnica más común es la denominada modulación sinusoidal del ancho de pulso (SPWM). En relación a la interconexión con la red presenta las siguientes características salientes:

- Calidad de onda aceptable para la red. Alta frecuencia de conmutación con filtros de salida
- Los convertidores de pequeña potencia son operados con factor de potencia constante, mientras que en los casos potencia más elevada tienen la posibilidad de regular reactiva.
- Operación en isla: Control de tensión y frecuencia. Necesidad de almacenamiento en el bus de continua.
- Posibilidad de funcionamiento durante la falla: Corriente de falla reducida (1-1,2

Corriente Nominal (I_n)).

- En términos generales tienen una respuesta no inercial: Desconexión inmediata (crowbar). No obstante algunos sistemas tienen la posibilidad de programar una respuesta inercial en el control: virtual inercia

1.2 Diseño de aerogeneradores

A continuación hay una descripción del diseño de los aerogeneradores en función de la velocidad. En los casos en que se describe el sistema de control de potencia, característico de cada aerogenerador, para mayor comprensión se recomienda leer el siguiente punto sobre “Sistemas de Control de Potencia”.

1.2.1 Aerogeneradores de velocidad constante

Este tipo de aerogeneradores se hicieron populares durante la década del '80, en gran medida debido a su simpleza de diseño, robustez y bajo costo. En estos equipos se utiliza un generador de inducción tipo jaula de ardilla (SCIG según su sigla en inglés) conectado a la red en forma directa vía un transformador de potencia y acoplado al rotor a través de una caja multiplicadora de velocidad. La velocidad del rotor es impuesta por la frecuencia de la red y la relación de la caja multiplicadora, admitiendo variaciones de 1% o hasta 2% respecto de su velocidad nominal.

Este diseño incorpora además el uso de bancos de capacitores para compensar el consumo de potencia reactiva tomada de la red para proveer el campo giratorio y de un arrancador suave para evitar las corrientes elevadas que se producen al arrancar la máquina. La regulación de la potencia mecánica puede ser de tipo pasiva por pérdida de sustentación (stall control) o activa por variación del ángulo de calaje (pitch control) o bien por pérdida de sustentación activa (active stall control).

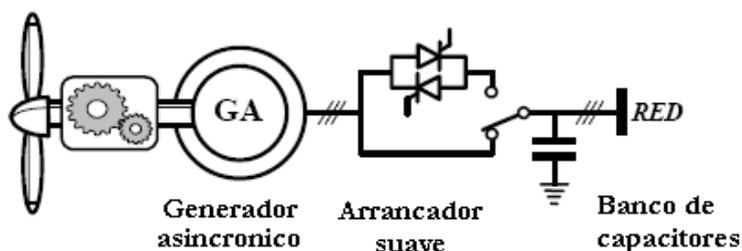


Figura N° 14 Aerogenerador con generador de inducción tipo jaula de ardilla (SCIG)

(Fuente internacional)

Independientemente del principio de control de potencia aplicado en un aerogenerador de velocidad fija, la variación del viento produce fluctuaciones mecánicas y, por lo tanto, una alta variabilidad en la potencia eléctrica entregada a la red. En caso de vincularse a una red débil, estas variaciones de potencia pueden generar fluctuaciones en la tensión en el punto de conexión de la máquina que, a su vez, producirá variaciones en la cantidad de potencia reactiva absorbida de la red (incrementando las fluctuaciones de tensión).

Así, la principal desventaja de este diseño es que no permite controlar rápidamente la potencia extraída del viento, por lo que la potencia de salida a la red es muy variable (con

fuertes picos en caso de ráfagas de viento), que obligan a conectar la máquina en puntos de alta rigidez del sistema eléctrico y/o a instalar equipos adicionales aptos para realizar un control automático de tensión. En adición, otro problema que presentan estos aerogeneradores son los grandes esfuerzos mecánicos a los que son sometidos debido a su imposibilidad para variar su velocidad de giro.

1.2.2 Aerogeneradores de velocidad prácticamente constante

Hacia mitad de la década del '90 comenzaron a aparecer modelos de aerogeneradores de mayor potencia (mayores a 0,5 MW) que permiten variar la velocidad de giro hasta un 10% respecto de la velocidad nominal mediante la utilización de generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG según su sigla en inglés) con resistencia rotórica variable.

Estos equipos poseen un rotor bobinado conectado en estrella acoplado a un banco de resistores variables externos, el cual se comanda a través de un convertidor electrónico de baja tensión y elevada corriente. El sistema opera variando el valor de las resistencias conectadas al rotor, mediante lo cual consigue actuar sobre el resbalamiento del generador. Con esta configuración, los aerogeneradores pueden incrementar su rango de operación de velocidades, admitiendo variaciones de hasta el 10% cuando la resistencia del rotor es máxima.

El exceso energético obtenido al incrementar la velocidad del rotor se disipa en las resistencias rotóricas, por lo que requiere de una refrigeración importante, siendo este el motivo por el que generalmente no se permiten mayores variaciones de velocidad.

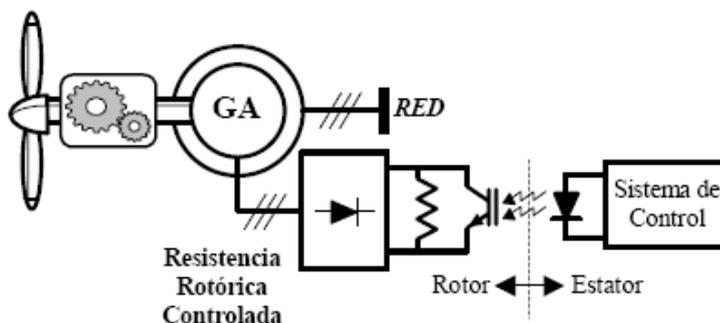


Figura N° 15 Aerogenerador con generador de inducción de rotor bobinado (WRIG) con resistencia rotórica variable

(Fuente internacional)

En los primeros modelos de este tipo de aerogenerador, la conexión entre el rotor bobinado y el controlador del resbalamiento se hacía mediante escobillas y anillos rozantes, introduciendo complicaciones en el diseño del generador e incrementando el mantenimiento. Una variación interesante para resolver estos problemas fue la introducción del sistema Opti Slip (marca registrada por Vestas), mediante el cual se monta en el rotor el banco de resistores y el control electrónico, y se envía la señal del resbalamiento necesario al rotor mediante comunicación por fibra óptica. Este acoplamiento óptico elimina la necesidad de utilizar costosos mecanismos de anillos rozantes y escobillas, y su mantenimiento asociado.

Finalmente, otro esquema utilizado para obtener cierta variabilidad sobre la velocidad del

aerogenerador es cambiando el número de polos de la máquina o equipándola con dos generadores de inducción, uno de potencia nominal para vientos medios y altos y otro de una fracción de la misma diseñado para funcionar a bajas potencias cuando los vientos son suaves.

1.2.3 Aerogeneradores de velocidad variable

La mayoría de los aerogeneradores modernos de gran potencia (mayor a los 2 MW) están diseñados para operar a velocidad variable. En casi todos los casos, esta característica se obtiene mediante la conexión del generador a la red por medio de dispositivos de electrónica de potencia que actúan en forma conjunta con un control de potencia por variación de ángulo (pitch control) de las palas (en las máquinas de mayor potencia, el pitch suele ser individual por pala).

A pesar del elevado costo de los sistemas de electrónica de potencia, las turbinas de velocidad variable presentan numerosas cualidades que las hacen ventajosas frente a opciones de velocidad constante.

Por un lado, permiten capturar la energía del viento en forma más eficiente que las turbinas de velocidad constante. Se ha demostrado que pueden capturar entre 8 y 15 % más energía (Timbus et al. 2009). Esto proviene del hecho que el rotor puede girar más libremente y ajustar su velocidad de giro de acuerdo a la velocidad del viento, capturando su energía en forma más eficiente. Por otro lado, otro beneficio asociado al funcionamiento a velocidad variable, es la reducción del estrés mecánico producido sobre los componentes del aerogenerador (caja multiplicadora, generador, palas del rotor y la torre), particularmente durante las ráfagas de viento. El mecanismo de control permite que durante las ráfagas el rotor gire más rápido, almacenando parte del exceso de energía proveniente del viento en forma de energía rotacional, reduciendo los esfuerzos mecánicos y mejorando el aprovechamiento del recurso eólico. Finalmente, una ventaja adicional muy importante, es la capacidad de la electrónica de potencia de controlar la potencia activa y reactiva intercambiada con la red, mejorando la calidad de la energía producida.

a Sistemas con convertidores de potencia parcial - Generador de Inducción Doblemente Alimentado (DFIG)

En esta máquina, el estator está acoplado directamente a la red a través de un transformador, mientras que el rotor (tipo bobinado) se conecta mediante anillos rozantes y escobillas a un convertidor electrónico de potencia acoplado a la red.

En estos equipos, la potencia del convertidor suele ser de un valor cercano al 30% de la potencia nominal del generador, lo que reduce considerablemente el costo respecto a sistemas que utilizan convertidores de potencia total. No obstante, la principal ventaja de este aerogenerador no es su costo, sino su capacidad para operar dentro de un amplio rango de velocidades (-40% a 30% alrededor de la velocidad de sincronismo), lo que le permite lograr una gran eficiencia aerodinámica.

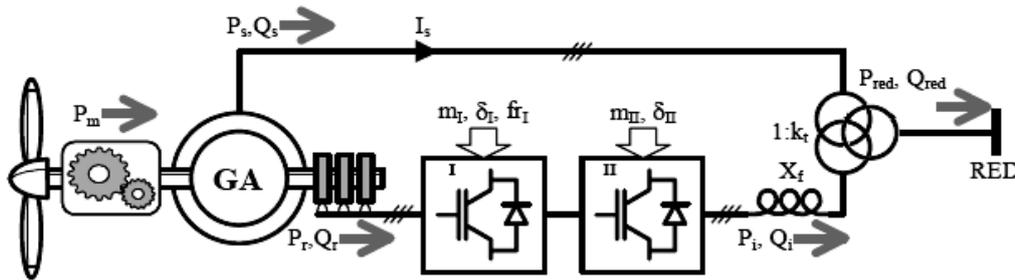


Figura N° 16 Aerogenerador con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

(Fuente internacional)

Otra característica destacada es su capacidad para controlar en forma independiente la potencia activa y reactiva entregada a la red. Ajustando la corriente en la parte del convertidor del lado de la red se puede controlar la potencia reactiva, mientras que actuando sobre la parte del lado del rotor se puede regular la frecuencia de giro y, por consiguiente, la potencia activa.

Entre sus desventajas, en primer término se encuentra el empleo de anillos rozantes y escobillas para la conexión del rotor, lo cual dificulta su diseño e incrementa el costo de mantenimiento.

En segundo término, su capacidad limitada para soportar huecos de tensión producidos por fallas cercanas. Dependiendo la profundidad de la falla, el aerogenerador podría llegar a desconectarse de la red para evitar sobrecorrientes en el circuito rotórico que pudieran dañar los IGBT y diodos del convertidor. Un método utilizado para proteger el generador sin desconectarlo consiste en utilizar un dispositivo de protección llamado "crowbar", el cual actúa cortocircuitando temporalmente el bobinado rotórico a través de una resistencia al detectar sobretensión o sobrecorriente, y reconectando el convertidor una vez superada la perturbación. Otra solución posible es sobredimensionar el convertidor para que no se dañe frente a una falla, pero en este caso el costo aumenta considerablemente.

b Sistemas con convertidores de potencia total

Existen numerosos diseños de aerogeneradores que utilizan convertidores de potencia total. A continuación se describen los más conocidos.

- 1) Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador de inducción de jaula de ardilla (SQIG).

En esta configuración, el estator se conecta a la red en forma indirecta a través de un convertidor de frecuencia para toda la potencia del generador. Esto permite regular la velocidad de giro de la máquina en un amplio rango y realizar el control de la energía activa y reactiva intercambiada con la red.

Sus ventajas son su diseño comprobado y simple, la robustez mecánica y la ausencia de escobillas y anillos rozantes. En cambio, su mayor desventaja es la necesidad de emplear una caja multiplicadora para vincular el eje del rotor (de bajo torque y alta velocidad) y las palas de la turbina (de gran torque y baja velocidad). A medida que aumenta la potencia del aerogenerador, aumenta el largo de las palas, y por consiguiente, se vuelve necesario limitar la velocidad de giro, para no alcanzar velocidades excesivas en la punta de las palas (la velocidad de giro del rotor de los aerogeneradores modernos usualmente se

encuentra entre las 7 y 22 revoluciones por minuto).

El perjuicio dado por la utilización de dicho elemento se produce por las pérdidas producidas en el mismo, entre un 2% y un 5% de la potencia transmitida dependiendo de la relación de reducción empleada y de la potencia nominal del aerogenerador. Otra consecuencia no deseada, es que agrega un peso importante en la torre.

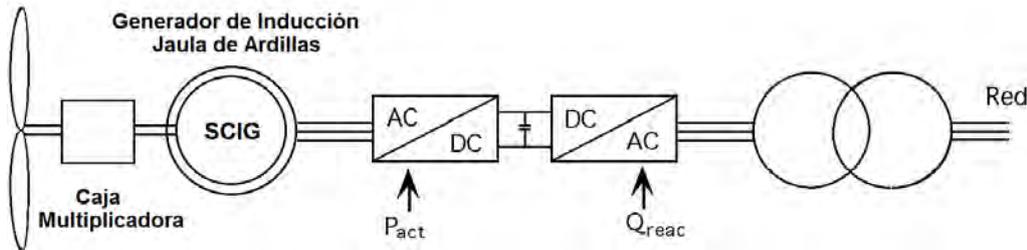


Figura N° 17 Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador de inducción tipo jaula de ardilla (SQIG)

(Fuente internacional)

- 2) Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador sincrónico multipolar de rotor devanado (WRSG).

Esta configuración utiliza un convertidor de potencia total para la potencia nominal del estator, un convertidor de potencia parcial para la excitación y un generador sincrónico de múltiples polos acoplado directamente al eje de la turbina.

La inclusión de un número elevado de polos permite reducir o incluso prescindir de la caja multiplicadora, con lo cual se consigue mejorar la eficiencia, reducir la longitud de la barquilla y reducir el costo respecto a los sistemas con caja multiplicadora. Sin embargo, el espacio necesario para los devanados inductores impide la reducción excesiva del paso polar, y por lo tanto, las máquinas de este tipo son de gran diámetro y muy pesadas. Otra desventaja de esta configuración es la necesidad de conexión mediante escobillas y anillos rozantes y de requerir un circuito de potencia adicional para la excitación.

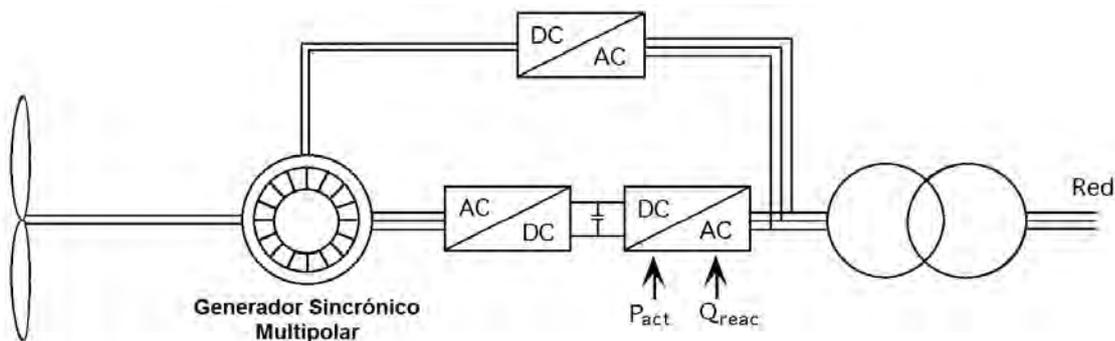


Figura N° 18 Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador sincrónico multipolar de rotor devanado (WRSG)

(Fuente internacional)

3) Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador sincrónico multipolar de imanes permanente (PMSG).

Esta configuración utiliza un circuito inductor multipolar compuesto de imanes permanentes para sustituir el rotor multipolos devanado. Esta innovación reporta la ventaja de que al no ser bobinado el circuito inductor, se logra reducir el paso polar, y por ende achicar el tamaño de la máquina. Otros beneficios son la disminución de las pérdidas en el hierro y en el cobre, además de la eliminación del circuito electrónico de potencia asociado a la excitación, lo cual mejora la eficiencia del generador, y de la conexión mediante escobillas y anillos rozantes, lo cual reduce considerablemente las necesidades de mantenimiento del aerogenerador. Por otro lado, las desventajas de este sistema son que mantiene la utilización de un convertidor de frecuencia para la potencia nominal del generador y añade la utilización de imanes permanentes, lo cual incrementa fuertemente el costo de estas turbinas.

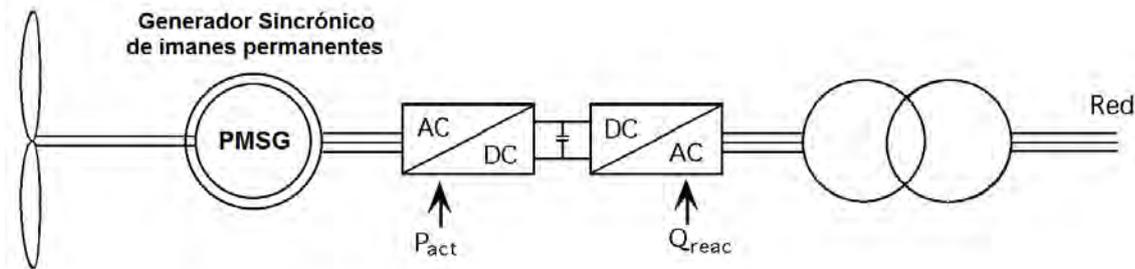


Figura N° 19 Aerogenerador con convertidor de potencia total y generador sincrónico multipolar de imanes permanentes (PMSG)

(Fuente internacional)

1.2.4 Resumen del diseño de aerogeneradores

Finalmente, para concluir este apartado se incluye un cuadro resumen de los diseños de aerogeneradores de mayor difusión y penetración en el mercado.

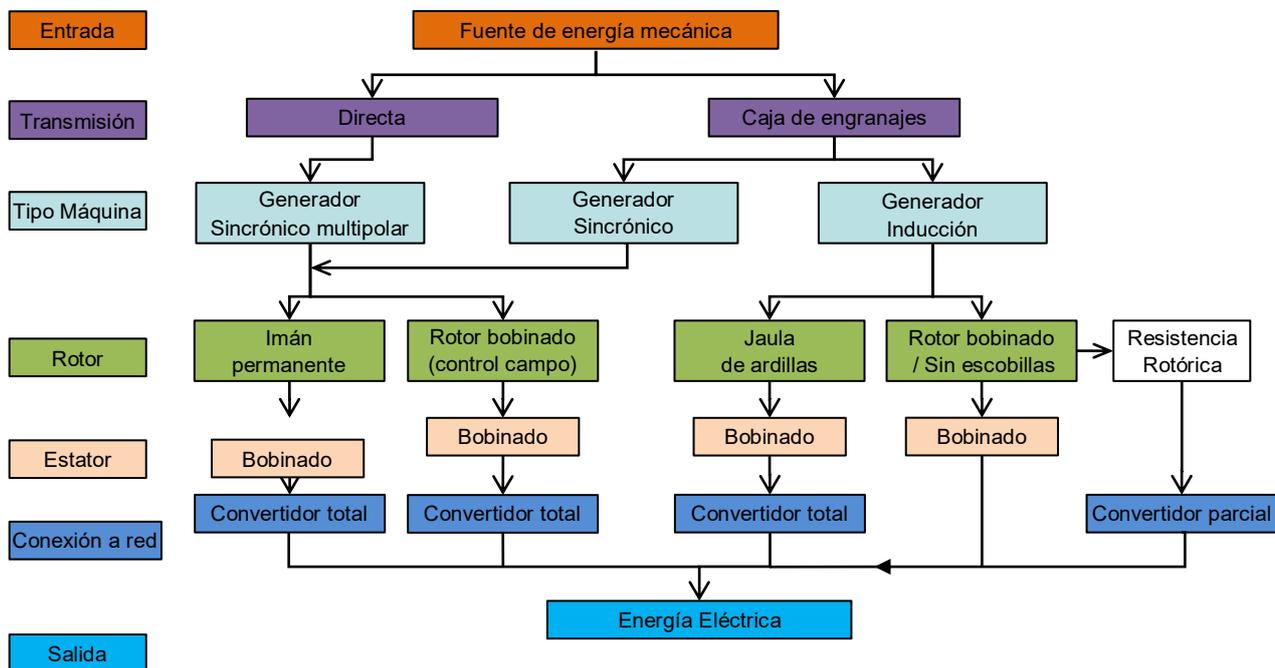


Figura N° 20 Esquema de sistemas de conversión de energía eólica en energía eléctrica (Fuente internacional)

ANEXO I

1. IMPACTO DE INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA

A continuación se describirá el impacto en el conexionado con la red eléctrica, aspectos propios de la operación económica, y aquellos relacionados a los requerimientos de servicio complementarios.

1.1 Impacto Técnico del Conexionado de Generación Eólica en Redes

En la mayoría de los proyectos de referencia del tipo renovable se destaca el ingreso de generación eólica, marcado por el acceso de grandes parques a redes de gran potencia, respaldado por las economías de escalas involucradas en la generación. Por otro lado, también conocido el recurso distribuido en redes de distribución, principalmente rurales. En ambos casos, el ingreso trae aparejado distintos retos que deben ser abordados por los responsables de los sistemas eléctricos de manera que la conexión de generación renovable resulte factible sin afectar la seguridad operativa del sistema eléctrico.

El ingreso de generación eólica, al igual que generación tradicional (convencional), genera un impacto en el punto de conexión que afecta las condiciones eléctricas de la red. Sin embargo, por las características del recurso primario en cuanto a su intermitencia y las tecnologías utilizadas, la generación eólica determina una interacción con la red diferente a las centrales convencionales en el punto de conexión con la red.

Entre los aspectos técnicos a ser abordados, se pueden mencionar los siguientes puntos:

Variación de Tensión en el punto de conexión: el ingreso de generación eólica modifica el perfil de tensión del punto conexión debido a las solicitudes de potencia reactiva en la subestación de acceso. Las variaciones del recurso eólico traen aparejado cambios en producción del parque y con ello en la tensión del punto de conexión, que son dependientes de la relación entre la potencia del generador eólico y la potencia de cortocircuito de la red.

Estos cambios operativos pueden llevar a requerir que el parque eólico cuente con equipo adicional de compensación para cubrir los requerimientos de control de tensión en el punto de conexión el generador. Particularmente, se debe tener capacidad para controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión, modificando el factor de potencia en función de las tensiones de operación establecidas por el operador de red. Para esto deben contar con un sistema de control de tensión con una respuesta similar a la de un regulador automático de tensión de una central convencional.

El impacto en el perfil de tensiones produce consecuencias limitadas al área inmediata de influencia del proyecto (impactos locales). La mayoría de las regulaciones en el ámbito internacional plantean las siguientes exigencias que limitan el costo de este requerimiento:

- Factor de potencia de ± 0.95 en los puntos de conexión.
- Curvas de Capacidad similares a generadores convencionales.
- Curvas específicas de tolerancia a huecos de voltaje (LVRT).
- Según tamaño, se puede llegar a exigir equipos automatizados (SVC).

Modificación de la calidad de Suministro: Las modificaciones sobre los indicadores de calidad de suministro (o calidad de potencia) es función de las tecnologías de generación involucradas y el punto de conexión en la red. Los indicadores utilizados para caracterizar la calidad de potencia en el punto de conexión son aquellos relacionados a la distorsión de la forma de onda, flicker, huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones breves. El desempeño de la calidad de potencia es inherentes a las tecnologías de conexión que están involucradas en el punto de conexión, ya sean: máquinas sincrónicas (MS), máquinas de inducción o asíncronas (GI), convertidores conmutados por la red (LCI) y convertidores auto-conmutados (SCI). La tecnología que es de mayor uso para el conexión de generación renovable a la red de alta tensión es a través de convertidores y un transformador de potencia.

Estabilidad del Sistema: En situaciones de falla, y en que la penetración eólica presenta un elevado porcentaje de participación, debe evitarse la desconexión causada por fallas simétricas o asimétricas. El objeto de éste requerimiento es que las unidades renovables no solo permanezcan conectadas para evitar un desprendimiento masivo de generación, sino que también realicen un soporte de tensión post falta, de manera de ayudar a mantener la estabilidad del sistema no solo a nivel angular (estabilidad transitoria) sino también a nivel de tensión. La capacidad de soportar fallas (huecos de tensión) durante un intervalo de tiempo determinado (como lo hacen tradicionalmente los generadores sincrónicos) es lo que se denomina Capacidad de soporte ante falla, como se conoce comúnmente, según se expresión en inglés; Fault Ride Through (FRT) o Low Voltage Ride Through (LVRT). El impacto de la generación renovable (eólica) en la respuesta dinámica del sistema y la estabilidad ante una perturbación en la red depende de la tecnología de conexión, ya sea asíncrona (poco difundida) o del tipo electrónica.

1.2 Impacto en Aspectos de la Operación Económicos en los Mercados Mayoristas

La comercialización de la electricidad a menudo se lleva a cabo a través de contratos estandarizados de intercambios, sin embargo es conocido que a la hora aplicar conceptos básico a los mercados mayorista eléctricos no resultan tan sencillo, debido a que las leyes de la física imponen limitaciones. Uno de ellos es que se debe cumplir un equilibrio en tiempo real entre la generación y la demanda para garantizar el balance (suministro de electricidad) y la estabilidad de la frecuencia. Este aspecto requiere un tratamiento adecuado en el análisis económico porque hay que lograr un despacho “armonioso” de



generación con tecnologías y recursos primarios diversos.

Con el ingreso de generación renovable, se observa al menos dos aspectos preponderantes en la operación económica, el primero de ellos relacionado al despacho, que el ingreso de eólica, desplaza a las centrales térmicas con altos costos de combustibles, modificando el punto de operación de las centrales, y con ello del régimen de operación convencional, en función de la cantidad de producción de generación de renovable. Adicionalmente, el recurso es variable y presenta cierto grado de incertidumbre en relación a su variabilidad e intermitencia.

En relación a la “variabilidad” hay tres propiedades a considerar y son inherentes a la tecnología eólica: variaciones en el tiempo, límite predictivo, y ubicación en la red (punto de conexión) coincidente con la existencia del recurso primario en la zona. Estos tres aspectos de variabilidad tienen implicaciones en la relación costo-beneficio del recurso, y hacen al análisis de la competitividad de las tecnologías. Por ejemplo, el valor marginal (o precio) de electricidad depende del tiempo que se produce, y por lo tanto el beneficio marginal de generadores eólicos y solares puede ser aumentado por el hecho de que producir electricidad en los momentos de demanda alta.

Por otro lado, los posibles desbalance que pueden ser originados por disminución del recurso primario en la componente de generación (dado que se tiene incertidumbre en los pronósticos), y debido a que la demanda y la oferta tienen que ser equilibradas en cada instante, el ajuste de la oferta para cubrir cambios en la demanda se manifiesta como nuevos costos para asegurar el abastecimiento. Es decir, hay un costo adicional para lograr el abastecimiento de la demanda para cubrir con generación que mantiene un comportamiento de la que no se tiene 100% de certeza, aunque es conocido que los pronósticos aplacan este resultado. En estos casos, la pérdida de generación para cumplir con el equilibrio puede ser visto como un incremento de la demanda en la magnitud de la central/parque que desconectó, al igual que la variabilidad e incertidumbre del recurso eólico. Estos costos se reflejan sobre los costos asociados a las reservas operativas necesarias para cubrir la variabilidad o incertidumbre asociada.

1.3 Impacto en los Requerimientos de Servicios Complementarios

Los servicios complementarios son parte íntegra de la seguridad operativa del sistema eléctrico, y en general son remunerados como tales, ya que son necesarios para mantener operativamente estable la red, ya sea previendo cambios en los pronósticos de demanda, incertidumbre de algunos recursos, condiciones inadmisibles de falla o simplemente para cubrir requerimientos de estabilidad. Por ello, en la coordinación de la operación de los sistemas de potencia se requiere de estos servicios, que son recursos técnicos, que estén presentes en las instalaciones de generación, transmisión, e instalaciones de clientes. Según el país de análisis, en general se pueden mencionar aquellos recursos que están caracterizados como reservas de regulación de frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria), reserva rotante, reserva operativa no rotante (o fría), soporte y regulación de tensión.

El ingreso de generación renovable, que tiene como característica una producción variable, por el recurso primario (eólico), incrementa la variabilidad e incertidumbre de los despachos. Este tipo de producción puede requerir incrementos en las reservas, respecto de los valores antes del ingreso. Los pronósticos de viento en muchos casos mejoran las

expectativas de definición de la producción y es posible reducir con cierto grado la imprevisibilidad del recurso. Es decir las reservas son el principal requerimiento técnico que se observa del ingreso generación eólica de producción variable que exige mayor flexibilidad operativa.

Los requerimientos adicionales de Reservas por Energías Renovables de producción variable son los siguientes:

- Requerimientos de reserva primaria para respuesta a la frecuencia
 - Cuando existe una muy alta penetración la regulación primaria es afectada por la menor inercia del sistema, ya que reduce las masas rotantes involucradas y la capacidad efectiva en la respuesta del sistema.
 - En general los renovables no contribuyen a la regulación primaria de frecuencia y esto obliga a:
 - Aumentar regulación de convencionales
 - Despachar convencionales fuera del óptimo
 - En general se adoptan reservas del orden del 1.5 a 3% de la generación total. Este valor suele calcularse a partir de considerar la contingencia del generador de máxima potencia y/o de la interconexión.
- Requerimientos de reserva secundaria para variaciones pequeñas (Regulante²¹)
 - La variabilidad tienen influencia escasa si no existe una alta correlación y simultaneidad, en relación a la distribución y localización de renovables. Mientras que la incertidumbre depende de la precisión con que se obtenga de los pronósticos.
- Reserva secundaria y operativa para seguimiento de carga
 - La variabilidad del viento dentro de la hora puede determinar un incremento de reserva de seguimiento con una capacidad de rampa específica (capacidad para tomar carga en tiempos aceptables, expresada en MW/min). Mientras que la Incertidumbre puede afectar los errores de pronóstico del día previo.

La estimación del impacto en la determinación de las reservas se puede obtener a partir del análisis de los registros de las variaciones rápidas en un periodo amplio, del orden de los minutos hasta una hora, tomando como valor probable un desvío estándar determinado, y en función de la experiencia.

Otras reservas que resultan ser preponderantes, según sea el caso, son aquellas reservas operativas de rampa o toma de carga, que complementa las de seguimiento para desvíos menos probables (pero importantes). Estas reservas sirven para contrarrestar errores de predictibilidad que tiene rampas lentas pero pronunciadas. En general, estas reservas son analizadas en base al comportamiento estadístico de la magnitud y probabilidad de la rampa, y que en general se cubre con máquinas en reserva fría.

²¹ Generación Regulante: generación con capacidad para proveer servicios de regulación de frecuencia. Generación No Regulante: generación sin capacidad para proveer dichos servicios.



Es importante aclarar que para este análisis se ha asumido que la generación renovable eólica y solar, así como también la generación nuclear, no participan en la regulación automática de frecuencia, tal como en general ha venido ocurriendo con las tecnologías empleadas en la mayor parte de los proyectos de renovables desarrollados en el mundo en los últimos años. Es un hecho conocido que las tecnologías se han ido mejorando de modo de satisfacer los nuevos requerimientos que en esta materia los entes reguladores han comenzado a exigir a los permisionarios. De todos modos, se ha asumido esta hipótesis conservadora dado que el objetivo del análisis es el de establecer el mayor impacto que podría llegar a darse con un alto nivel de penetración. Cabe esperar que cuando efectivamente se alcancen esos importantes niveles, los requerimientos de reserva adicional resulten menores a los aquí estimados, precisamente porque en el largo plazo serán superiores las exigencias y mayor la participación de renovables en la regulación.

2. DESAFÍOS OPERATIVOS EN EL INGRESO DE GENERACIÓN EÓLICA PARA LA CALIDAD Y SEGURIDAD DEL SUMNISTRO

2.1 Generalidades de la Operación de la red

Los operadores de la red y los organismos encargados del despacho de carga utilizan distintas técnicas de programación para prever el estado de la operación de la red (con flujos de carga - potencia) y del despacho (oferta energética) a lo largo del día para lograr el balance requerido entre generación y demanda a mínimo costo, cubriendo requerimientos de calidad y seguridad de suministro. Durante el estado de operación el sistema presenta variabilidad e incertidumbres propias del comportamiento de la demanda y otros factores aleatorios, y en estos casos la oferta de energía difiere de la demanda total, y los operadores deben poner en juego las reservas de generación para corregir estos desbalances. La manera en que esto se ejecuta, y especialmente en cómo se planifica, impacta sobre la confiabilidad, la eficiencia en la operación y los costos operativos para cubrir esos requerimientos.

En general, los operadores han desarrollado sus reglas y prácticas sobre la base de una larga experiencia operativa con generación convencional, en general. Sin embargo, el ingreso y expectativas de ingreso de generación renovable no convencional a gran escala motiva el desarrollo para nuevas formas para la operación actual, propios del ingreso de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento, comunicaciones, y desarrollos en general. Por ello, los estudios de integración de energías renovables (ER) han revelado que es necesario encontrar nuevas formas para evaluar el acceso de nueva generación (no convencional, en referencia a eólica y solar), y dimensionar y adecuar los aspectos sobre que se impacta, por ejemplo las reservas operativas en respuesta a la variabilidad del recuso primario.

El ingreso de generación eólica afecta las condiciones eléctricas y energéticas debido a las características del recurso primario, ya sea por su variabilidad, intermitencia y tecnologías utilizadas, y esto determina una interacción con la red diferente a las centrales convencionales. Es decir, dichos aspectos surgen no solo del tipo de tecnología de conexión, desde el punto de vista eléctrico, sino también del comportamiento particular de la despachabilidad energética del recurso primario en el punto de conexión en la red. En

ambos casos, su ingreso trae aparejado distintos retos que deben ser abordados por los responsables de las redes de manera que el ingreso de generación renovable resulte factible sin afectar la seguridad operativa del sistema eléctrico.

Presentado el contexto, a continuación se muestra una descripción del tratamiento que tiene uno de los principales aspectos buscados en el planeamiento de la operación, que es determinar cuál es el porcentaje o proporción recomendado para ingresar de grande sistemas eléctricos (a partir de la bibliografía de referencia).

2.2 Un enfoque para determinar la proporción de energía eólica

En el ingreso de generación eólica el beneficio marginal está influenciado por los costos sociales y privados de las fuentes alternativas de electricidad, tales como los costos de inversión, precios de los combustibles, y externalidades, como pueden ser los factores ambientales. A continuación se presenta una forma conceptual del análisis de los aspectos económicos de las energías renovables que tienen recursos variables y no consideran almacenamiento, de acuerdo a la bibliografía de referencia.

En los casos se aplica la teoría microeconómica de los mercados eléctricos para determinar la capacidad eólica y solar óptima que maximiza el bienestar social, basada en la influencia de la variabilidad del recurso. En la bibliografía consultada, la temática es tratada desde diferentes puntos de vista, que se diferencian por la utilización de diferentes funciones objetivo y la optimización de otras variables, como por ejemplo, minimizar las necesidades de almacenamiento, optimizar distintas características técnicas del sistema de potencia, o determinar la "cantidad crítica" de energía eólica en la que los beneficios netos se convierten en cero.

A modo informativo, los siguientes puntos describen el Impacto de la Variabilidad en la Determinación del Despacho y el ejercicio para determinar la Participación Óptima de Generación Renovable. Cabe mencionar que las metodologías mostradas no son evaluadas en el presente informe, sino que son informativas en base a actual bibliografía.

2.2.1 Impacto de la variabilidad en el despacho

En cualquier análisis del bienestar bajo el enfoque costo-beneficio, o de competitividad entre las distintas tecnologías, se tienen que tener en cuenta la heterogeneidad del parque de generación. En general no es correcto asumir que el precio promedio que recibe una fuente de recurso de energía renovable variable²² (ingreso marginal) es igual al precio promedio de la energía dentro de un sistema, o que diferentes tecnologías reciban el mismo precio (básicamente porque las prestaciones entre tecnologías son diferentes). En concreto, si el costo marginal de una tecnología con recurso de energía renovable variable se encuentra por debajo del precio medio de la electricidad o por debajo de los costos marginales de cualquier otra tecnología de generación, no se puede concluir que esa tecnología sea competitiva (esto es repetido en muchos grupos pro-energía renovable). Por el contrario, el costo marginal de las fuentes de energía renovable variable (en nuestro caso el recurso eólico) tiene que ser comparado con su beneficio marginal.

²² En la bibliografía consultada las fuentes de energía eólica y solar son etiquetados como fuentes de energía renovables variable (VRE, por sus siglas en inglés).

Para deducir el beneficio marginal de los recursos renovable variable, hay que tener en cuenta cuándo y dónde este fue generado, y que los errores de pronóstico fuerzan a los generadores (VRE) a determinar su producción relativamente en tiempo real (con poca antelación, sin seguridad de suministro o potencia firme), bajo cierto compromiso de producción y certeza del pronóstico.

A continuación, se presentará el costo marginal de la generación renovable, y en la subsección siguiente vamos a derivar el beneficio marginal o valor de mercado de la generación eólica. Luego se presenta una aproximación para valorizar conceptualmente la variabilidad del recurso, y finalmente el valor del mercado en función del grado de participación de la generación renovable (eólica).

a Costo marginal: costos de la electricidad normalizados

Una forma conveniente y común para reportar el beneficio y costo marginal de largo plazo es expresándola por unidad energética (MWh). En este apartado se utiliza el concepto de costos normalizados. El costo marginal de largo plazo es el valor presente de todos los costos que se incurren durante la vida útil del equipo (fijos y variables, incluyendo el costo del capital) del último generador eólico construido.

Es importante aclarar que se asume que no existen externalidades por lo que el costo privado es igual al costo social. De este modo se define el costo normalizado de largo plazo como,

$$LEC = \sum_{y=1}^Y \frac{1}{(1+i)^y} \frac{c_y}{g_y}$$

Donde c_y son los costos que ocurren en el año y , g_y es la cantidad de electricidad generada en ese año y , i es la tasa real de descuento, e Y es horizonte temporal de la evaluación.

En el análisis económico, los costos marginales son a menudo función de la cantidad, y en el caso de la energía renovable variable, los costos normalizados podrían aumentar con la penetración porque la tierra se vuelve escasa, o podrían disminuir por el aprendizaje mediante la práctica (learning-by-doing y spilled over effects) y las economías de escala.

b Beneficio marginal: valor del mercado

Se define el "valor de mercado" de una tecnología de generación como el valor presente de los ingresos de ventas de electricidad por toda la vida útil del proyecto, con exclusión de los subsidios directos como feed-in-tariff, certificados verdes, o subsidios a la inversión. Asumiremos mercados energéticos perfectos y completos en equilibrio a largo plazo; de ahí que el valor de mercado (privado) coincide con el valor marginal (social), y utilizaremos ambos términos indistintamente. El valor de mercado de la energía eólica se puede escribir como:

$$MV^w = \sum_{y=1}^Y \frac{\bar{p}_y^w}{(1+i)^y}$$

Donde p_y es el precio específico medio (\$ / MWh) que los generadores eólicos reciben en el año y . Todos los análisis se centran en la aplicación de generación eólica, pero son de aplicación a la energía solar y de cualquier otra tecnología de generación.

En un principio, el valor de mercado puede ser estimado directamente por los precios de mercado observados, o modelado con precios sombras. Sin embargo, estimar el conjunto de precios sombra requiere la utilización de modelos estocásticos con suficiente resolución temporal y espacial. Estos "súper modelos" suelen ser complejos, o eventualmente, imposibles de construir. Por lo tanto, a lo largo de la literatura se han propuesto distintas aproximaciones del valor de mercado.

c Beneficio marginal: una aproximación del valor de mercado

Algunos autores especialistas en el tema han propuesto una aproximación del valor de mercado. La idea del enfoque consiste en estimar el impacto que la variabilidad temporal, la variabilidad espacial, y los errores de pronósticos tienen sobre el valor de mercado, cada uno por separado y utilizando modelos especializados o conjuntos de datos empíricos cuando una deducción directa es imposible. En particular, para cada una de las divergencias mencionadas con anterioridad, existen metodologías de modelado que pueden ser utilizados para su cuantificación. En la bibliografía consultada se llama "profile cost" al impacto que la temporalidad del viento tiene sobre el valor de mercado de la energía eólica, "balancing cost" al impacto de los errores de pronóstico, y "grid-related cost" al impacto de la ubicación. Dependiendo del diseño del mercado, estos "costos" pueden aparecer como una reducción en el nivel de ingresos, o bien como costos.

$$\bar{p}^w \approx \bar{p}^d - c_{profil}^w - c_{balancing}^w - c_{grid-related}^w$$

La siguiente figura muestra cómo los "profile cost", "balancing cost", y "grid-related cost" reducen el valor de mercado del recurso eólico frente al precio medio de la electricidad.

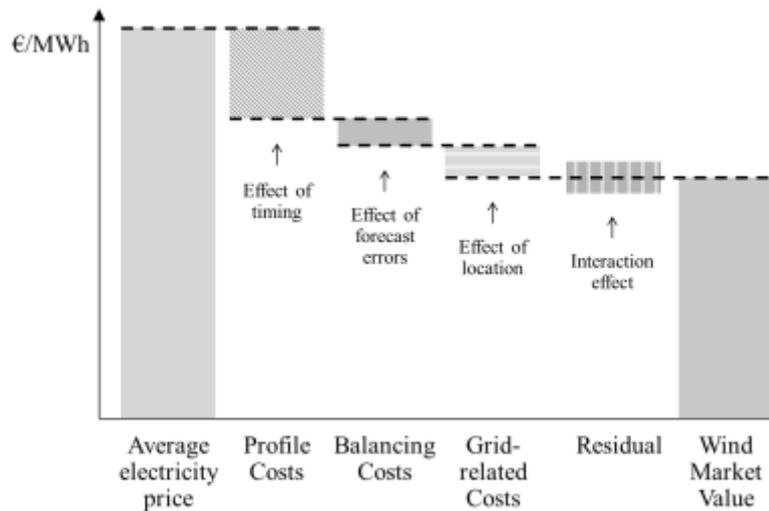


Figura N° 21 Valor esperado de la generación eólica en función de varios aspectos del recurso (Fuente internacional)

Es importante remarcar, que a bajos niveles de penetración, estos componentes se pueden volver negativos, incrementando el valor de mercado respecto al precio promedio de la electricidad.

El "profile cost" hace referencia al efecto que se tiene por la banda horaria en que se genera, propio de la intermitencia del recurso primario. El "balancing cost" referencia al efecto que se tiene por errores en los pronósticos, y que están asociados a cierta probabilidad de ocurrencia. Finalmente, el "grid-related cost" se relaciona al efecto de la localización en la red del parque de generación, coincidente con la región en que se encuentra el recurso primario (viento).

d Valor del mercado en función del nivel de penetración

Los tres componentes de los costos no son parámetros fijos ("profile cost", "balancing cost", y "grid-related cost"), y por lo general aumentan con el grado de penetración (siguiente figura). Esto no es casualidad, sino una consecuencia del equilibrio de mercado que se alcanza a través del sistema de precios: durante épocas de mucho viento el suministro de electricidad adicional deprime el precio; en lugares con mucho viento la oferta adicional deprime el precio; y los errores en los pronósticos de viento correlacionados conducen sistemáticamente a equilibrar los costos. Los tres efectos son más fuertes cuanto mayor es la capacidad instalada. En otras palabras, todos son en general una función de la participación de generación eólica.

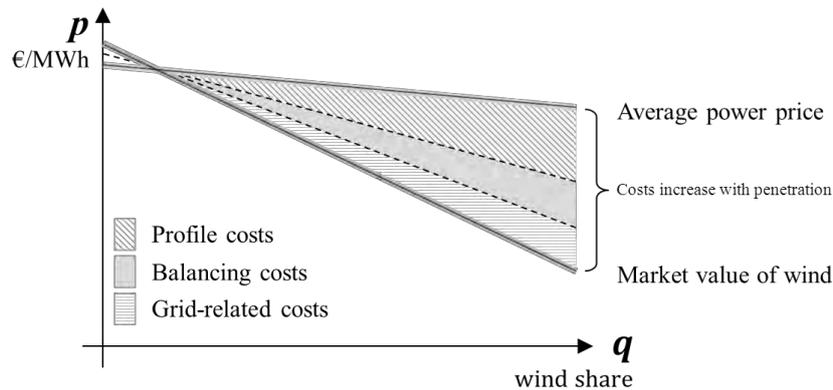


Figura N° 22 Precios esperados en función de la participación del recurso eólico
(Fuente internacional)

En la figura anterior se muestra el precio promedio de la electricidad y el valor del mercado como una función de la cantidad de generación eólica en el sistema.

2.2.2 Participación óptima de generación eólica

A continuación se presentará un análisis estático y dinámico de la optimización del grado de participación de generación eólica en el sistema, para un sistema eléctrico dado, utilizando el concepto de costo de producción normalizado (LEC: Levelized Electricity Costs). Posteriormente se incluye otro análisis que considera la función de costo de abastecimiento del sistema en función del ingreso de generación eólica al sistema, y que finalmente es utilizado para el desarrollo del presente trabajo.

a Estático

Para un sistema de potencia, la capacidad eólica óptima, en un diagrama precio-cantidad, está dada por el punto en que los costos y beneficios marginales se cruzan (siguiente figura). El beneficio marginal hace referencia al valor de mercado de la generación eólica. En ciertos debates se sugiere que el “viento se vuelve competitivo” cuando las turbinas de viento han llegado a un cierto nivel de costos. Esto es engañoso: ya que en un cierto nivel de costos, existe una cierta cantidad de la energía eólica que es competitiva.

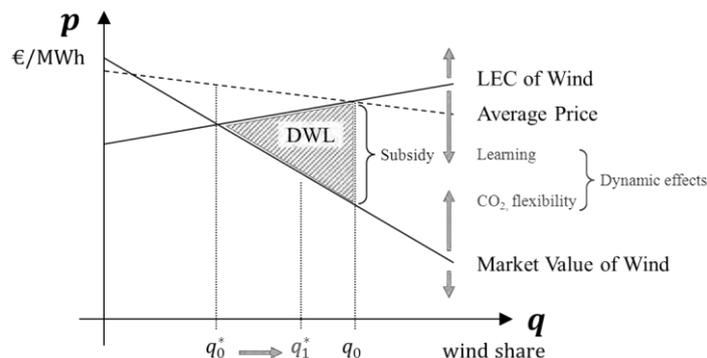


Figura N° 23 Curva de equilibrio parcial estático, intersección entre el Valor de Mercado de la Generación Eólica vs los costos nivelados de la Generación Eólica

(Fuente internacional)

La figura anterior muestra el Equilibrio parcial estático del mercado eléctrico. La proporción óptima de la energía eólica está dada por la intersección del valor de mercado de la energía eólica (beneficios marginales) y sus costos de electricidad nivelados (costos marginales de largo plazo). Además, la instalación de mayor capacidad de generación que el nivel óptimo, genera una pérdida irrecuperable de eficiencia (DWL, por su sigla en inglés) Como fue explicado con anterioridad, el valor de mercado es función del nivel de participación, lo que explica la pendiente negativa de la curva.

b Dinámica

En este caso, la evolución de distintas variables generan un efecto dinámico que cambia el nivel óptimo de participación del recurso eólico, tal que puede afectar a cualquiera de las curvas: de costo marginal o a la curva de beneficio marginal. Por ejemplo, el conocimiento de la tecnología de turbinas eólicas desplaza la curva LEC hacia abajo (en la figura anterior); el aumento de los precios del combustible o de CO2 aumentan el nivel de precios de la electricidad y desplazan la curva de valor de mercado hacia arriba. Aun mas, introducir medición de "sistemas integrados" tales como parques de centrales térmicas más flexible, almacenamiento de electricidad, demandas más elásticas a los precios, y mayor capacidad de interconexión, hace que normalmente gire la curva de valor marginal en las agujas del reloj sin afectar necesariamente, y significativamente, los precios de la electricidad.

Para un conjunto dado de condiciones, existe siempre una nueva cantidad óptima de energía eólica. La siguiente figura muestra un conjunto de tales equilibrios de mercado, conocida como la "frontera de optimalidad". Si la participación eólico está por debajo de este punto de equilibrio, este se incrementará hasta alcanzar la frontera. Si a un nivel dado de condiciones se alcanza un nivel alta participación superior al nivel óptimo, la energía eólica requerirá de subsidios adicionales para mantenerse en dicho equilibrio. De lo contrario, se convergirá al nivel establecido por la "frontera de optimalidad".

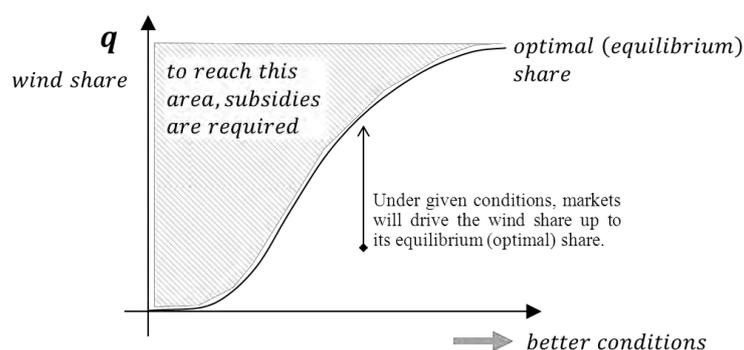


Figura N° 24 Curva dinámica de equilibrio de mercado, mejores condiciones de mercado vs participación eólica

(Fuente internacional)

La figura anterior muestra el equilibrio de mercado o frontera de optimalidad. Ahora bien, bajo mejores condiciones, tales como la reducción de costos o aumento de los costos de sustitutos, una mayor proporción de la energía eólica es competitiva (y el bienestar



óptimo). Competitivamente no es un comportamiento "flip-flop", sino una condición de equilibrio. Participación más alta requiere de subsidios y causa pérdida de eficiencia económica (debido a la asignación ineficiente).

3. ASPECTOS TÉCNICOS DE SISTEMAS DE POTENCIA

A continuación se agrupa los aspectos técnicos preponderantes al momento de evaluar el impacto sobre la red del ingreso de recurso eólico. Este apartado muestra aspectos técnicos relacionados al impacto en la estabilidad del sistema.

3.1 Impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia

En el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia resultan tres aspectos preponderante al momento de conocer respuesta de la red en su conjunto: estabilidad de Frecuencia, de Tensión y de Ángulo, que con el acceso de nuevo equipamiento es necesario conocer estados operativos en el marco de estudios operativos o de planificación. El ingreso de generación eólica, y renovable en general, es una de las formas en que sufre cambios la red y por ende puede generar impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia.

El sistema eléctrico, en este nuevo escenario de nuevas tecnologías y respuestas dinámicas, el hecho de satisfacer la demanda de energía eléctrica no es el único objetivo, sino que también hay que ser responsable de proporcionar un sistema de potencia estable y en cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad. Estos aspectos destacan la necesidad de entender la estabilidad del sistema de potencia para determinar en un sistema estable en armonía con todos los actores.

3.2 Marco conceptual de la estabilidad

La estabilidad del sistema de potencia es la capacidad de un sistema eléctrica, para una condición de funcionamiento inicial establecida, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física de manera que todo el sistema permanezca en estado estable con la mayoría de las variables del sistema limitadas. Las perturbaciones mencionadas en la definición podrían ser fallas propiamente dichas, cambios en el nivel carga, cortes de generación, cortes de línea, o alguna combinación de estos, y aquellas perturbaciones que tienen origen en la intermitencia y variabilidad de la generación eólica, y renovable en general.

La estabilidad del sistema se puede clasificar en aquellos que se verifica el ángulo del rotor, la tensión y la estabilidad de la frecuencia. Cada uno de estas tres estabilidades se puede clasificar en ser de gran perturbación o pequeña perturbación, en corto o largo plazo, tal como se presenta en la siguiente figura:

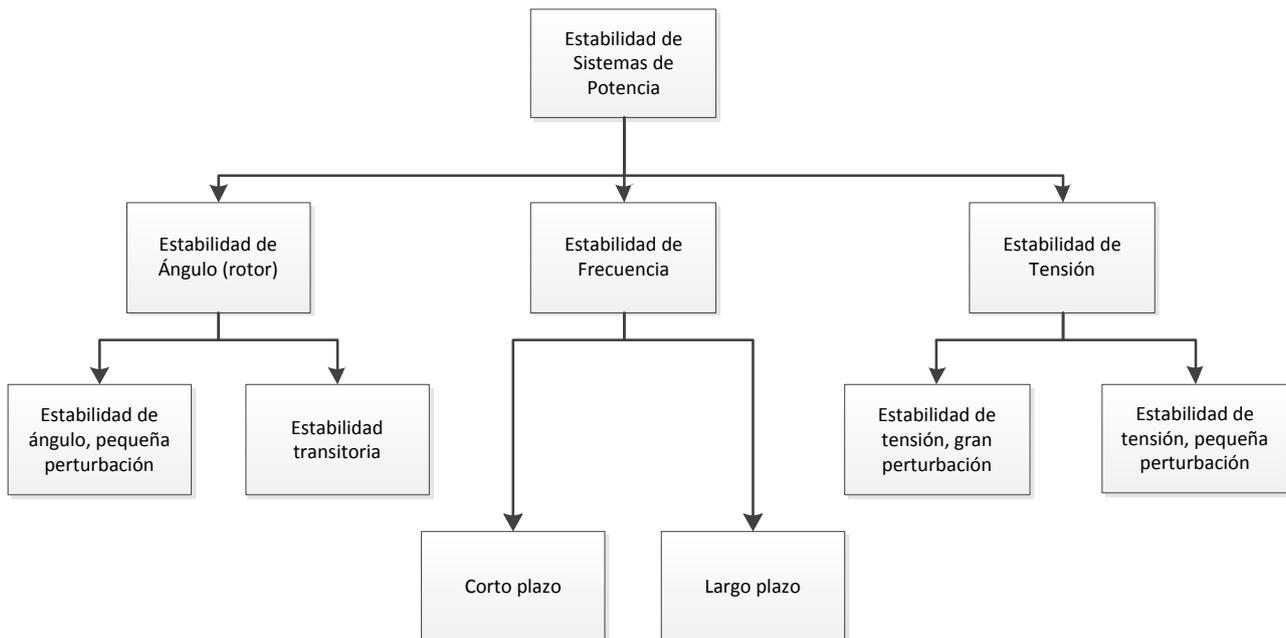


Figura N° 25 Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia

(Fuente internacional)

Aunque la estabilidad se clasifica en la estabilidad del ángulo del rotor, el voltaje y la frecuencia no necesitan ser hechos aislados independientes. Un colapso de tensión en barras puede llevar a grandes excursiones en ángulo del rotor y la frecuencia. Del mismo modo, las grandes desviaciones de frecuencia pueden conducir a grandes cambios en la magnitud de la tensión.

En el análisis de estabilidad es necesario que cada componente del sistema de potencia, el rotor del generador, del estator del generador, transformadores, líneas de transmisión, carga, dispositivos de control y los sistemas de protección sea representado matemáticamente para evaluar el ángulo del rotor, la tensión y la estabilidad de la frecuencia a través de las herramientas de análisis adecuadas, en nuestro caso el PSS/E. De hecho el sistema de potencia con todos sus componentes puede ser representado por un conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas (DAE, por sus en inglés de Differential Algebraic Equations) a través del cual se puede analizar la estabilidad del sistema durante un tiempo determinado.

3.2.1 Estabilidad de Frecuencia

Se refiere a la capacidad de un sistema de energía para mantener la frecuencia de equilibrio después de una perturbación severa entre generación y carga. La estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la generación y la carga del sistema, con la mínima cantidad de interrupción de demanda. La inestabilidad de frecuencia puede dar lugar a oscilaciones de frecuencia sostenido conducente al disparo de las unidades generadoras o cargas. Durante las excursiones de frecuencia, los tiempos característicos de los procesos y dispositivos que se activan se extienden de fracción de segundo a varios minutos bajo el control de frecuencia.

Con el ingreso de generación eólica (renovable), se aprecia un impacto, particularmente de disminución, en la inercia acumulada en las masas rotantes del sistema y en el grupo de aquellas máquinas que participan en el control de velocidad para retomar a estado estable, una vez ocurrida una perturbación en el sistema como un rechazo de carga preventivo o desbalance entre generación-demanda.

Salvo la componente inercial del sistema, los parques eólicos y solares, por su naturaleza, no participan en el control de frecuencia por lo que no tiene impacto considerable en la estabilidad de frecuencia, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta los intervalos de tiempo relevantes para el control secundario (15 minutos). Sin embargo, como ya se mencionó, el hecho de que los aerogeneradores con tecnologías de velocidad variable e inversores modernos no tengan inercia, influye en la estabilidad de frecuencia. Algunos de las nuevas tecnologías y controladores proponen un modo de “inercia sintética” que simula una situación participativa en la inercia del sistema.

Es decir, que el principal impacto se puede resumir como que la reducción en la inercia de estos sistemas conduce a cambios más rápidos en el rango de frecuencia y con ello a caídas de frecuencia más profundas. Esto es particularmente relevante en el caso de redes completamente en isla o en el caso que surja una desconexión que genere una isla en parte del sistema.

Por otro lado, en general se observa una leve modificación en la determinación de la cantidad total de reserva primaria y secundaria por el desplazamiento de unidades convencionales que participan en la regulación. Cabe mencionar que en muchos casos las reservas se determinan a partir de simular la falla y posterior desconexión de la unidad de mayor generación, y no por variabilidad del recurso eólico y/o solar, que puede ser en algunos casos preponderante.

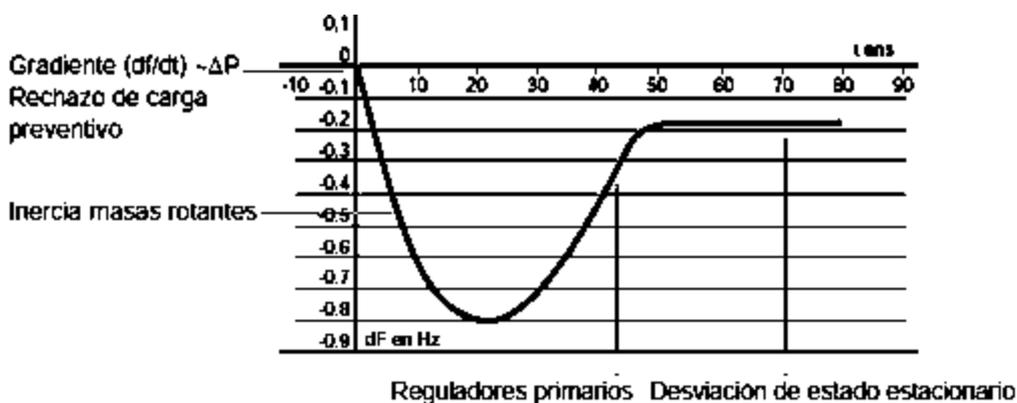


Figura N° 26 Frecuencia vs tiempo. Estabilidad de Frecuencia
(Fuente internacional)

3.2.2 Estabilidad de Tensión

Es la capacidad del sistema para mantener las tensiones de estado estacionario en todas las barras del sistema cuando se somete a una perturbación. El caso de fluctuaciones de tensión se producen debido a los dispositivos de acción rápida, como motores de inducción, la unidad electrónica de potencia, HVDC (corriente continua en alta tensión,

HVDC por sus siglas en inglés, High Voltage Direct Current), etc. entonces el lapso de tiempo para la entender de la estabilidad está en el intervalo de 10-20 s y por lo tanto puede ser tratado como fenómeno a corto plazo. En otras palabras, si las variaciones de tensión se deben a cambios lentos en la carga, sobrecargas de líneas, generadores en el límite de potencia reactiva, cambios en el tap de transformadores, etc. entonces el lapso de tiempo para la estabilidad de tensión puede alcanzar 1 minuto a varios minutos.

La principal diferencia entre la estabilidad de la tensión y la estabilidad ángulo es que la estabilidad de tensión depende del equilibrio de demanda de potencia reactiva y la generación en el sistema, mientras que la estabilidad de ángulos depende principalmente del equilibrio entre la generación de energía real y la demanda.

A continuación se ilustra el concepto de estabilidad de tensión a partir de la respuesta en distintas barras de un sistema de potencia típico, ante un evento ocasionado por la falla en una línea de transmisión.

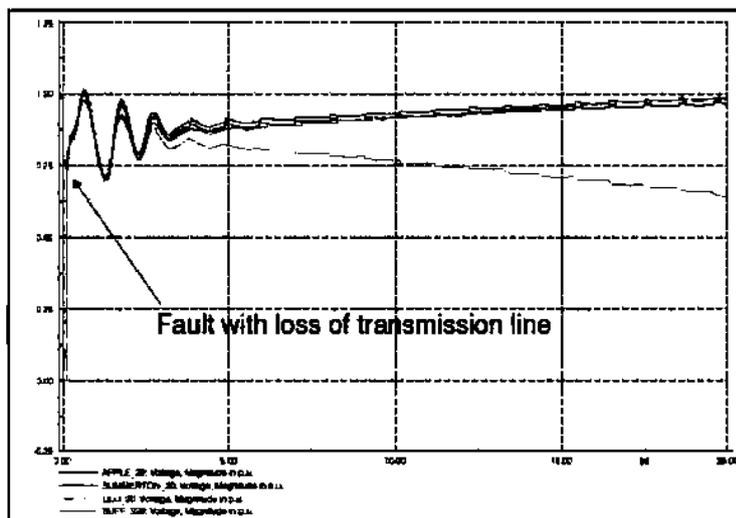


Figura N° 27 Tensión vs tiempo. Estabilidad de tensión
(Fuente internacional)

Se observa que para esta ventana de tiempo de simulación (20 s) para una de las barras del sistema, no puede recuperarse y origina una inestabilidad de tensión.

Generalmente los generadores modernos eólicos y fotovoltaicos tienen similar capacidad de control de potencia reactiva que los generadores sincrónicos de grandes plantas de potencia convencional, y esto permite mayor control de tensión en las barras de influencia. Sin embargo, debido a que grandes generadores sincrónicos conectados a los niveles de transmisión se desconectaran durante tiempos de alta generación eólica y solar con bajo control de potencia reactiva, su integración puede tener impactos negativos en la estabilidad de voltaje, a continuación se muestran algunas consideraciones:

- La potencia reactiva para el control de tensión no se puede transferir a través de largas distancias, sino que debe estar disponible localmente. Sin embargo, los parques eólicos especialmente son muy a menudo localizados en áreas remotas (remotas desde los centros de carga). Por esta razón, incluso si los parques eólicos



están habilitados para entregar potencia reactiva, esta podría no estar disponible en la localización donde sea requerido instantáneamente.

- Muchos generadores eólicos y solares están integrados en niveles de voltaje más bajos que las grandes plantas de potencia. Típicamente el control de voltaje está estrictamente basado en un concepto, donde los transformadores con cambiadores de taps regulan el voltaje del nivel inmediatamente inferior, lo cual significa que el balance de potencia reactiva es únicamente posible en la dirección del más alto al más bajo nivel de potencia. Así, la capacidad de potencia reactiva de un generador eólico y fotovoltaico integrado a los sistemas de subtransmisión o distribución podría no estar disponible en en nivel de transmisión.

Estas cuestiones normalmente se pueden mitigar con costos moderados mediante la instalación de compensación de potencia reactiva.

El soporte de tensión debe ser analizado en los sistemas eléctricos en forma regional por áreas delimitadas, dado que regulación de tensión y el suministro y/o absorción de potencia reactiva tiene efecto en áreas delimitadas. Tiene como característica que a menor potencia de cortocircuito, mayores serán las necesidades de compensación de potencia reactiva en caso que los agentes exijan a la red de transmisión aportes o absorción de reactivo para regular tensión.

A partir del conocimiento de la potencia de cortocircuito trifásica, la sensibilidad de cada nodo con respecto a la inyección de potencia activa y reactiva, las variaciones esperadas de tensión ante fluctuaciones de potencia activa por variación de vientos (por ejemplo máxima variación rápida de producción del parque en menos de 10 minutos – valor máximo de referencia: 40%), puede llevar a exceder los límites operativos de la normativa. En caso de varios parques eólicos concurrentes a una misma zona se deben evaluar las variaciones de producción simultánea del conjunto.

Esto permitirá estimar:

- Requerimientos de compensación o límites de intercambio de reactivo exigidos a permisionarios para posibilitar la transmisión de su energía.
- Deficiencias o incapacidad para el control de tensión en los puntos de interconexión.

Con escenarios de flujos de cargas se deben simular variaciones de generación de los nuevos agentes con el fin de detectar si las mismas pueden requerir:

- Instalación de compensación shunt fija
- Instalación de sistemas de compensación dinámica (SVC's)

Adicionalmente, el cálculo se debe realizar para aquellas regiones en las cuales se detecte la instalación de un número de importancia de generadores, con el fin de determinar adicionalmente:

- Cantidad de MVAR de capacitores shunt por MW instalado
- Cantidad de MVAR de SVC's por MW instalado.

Finalmente para cada región se deben determinar los costos de instalación y



mantenimiento de capacitores shunt y SVC's necesarios por MW de generación de generadores de recurso eólico.

3.2.3 Estabilidad de Ángulo

Es la capacidad del sistema para permanecer en sincronismo cuando se somete a una perturbación. El ángulo del rotor de un generador depende del equilibrio entre el par electromagnético debido a la generación de potencia eléctrica y el par mecánico debido a la entrada de energía mecánica a través de un recurso primario. Permanecer en sincronismo significa que el par de generación electromagnético se equilibra exactamente por el par mecánico. Si en algún generador se altera el equilibrio entre el par electromagnético y mecánico, debido a las perturbaciones en el sistema, entonces esto va a dar lugar a oscilaciones en el ángulo del rotor.

La estabilidad de ángulo como se observa en la clasificación, se divide en estabilidad oscilatoria (o angular de pequeñas perturbaciones) y en estabilidad transitoria (o angular de grandes perturbaciones).

La figura siguiente ilustra el concepto de la estabilidad transitoria, donde se ha realizado una falla trifásica en una de las barras de alta tensión del sistema (perturbación) y se han tomado la respuesta del ángulo rotor versus la potencia, en la misma gráfica se observa que para la figura de la izquierda que ha perdido el sincronismo, en este caso si el tiempo crítico de falla se encuentra por encima de los 150 ms, aproximadamente, las protecciones actuarán y despejarán la falla, en caso contrario el sistema caerá en una pérdida de sincronismo.

Si con la adición de una nueva planta de potencia, los tiempos de despeje crítico de fallas aumentan, el impacto de la nueva planta de potencia es positivo. Si los tiempos de despeje de fallas críticos disminuyen y se mueven más cerca al actual tiempo de despeje crítico, el impacto es negativo. Esto podría ser tolerable, siempre y cuando los momentos críticos de despeje de fallas se mantengan por encima de tiempos de despeje de fallas reales (por ejemplo, 150 ms)

Puesto que los generadores eólicos y solares no tienen un problema de estabilidad transitoria en sí mismos, sus impactos (positivos o negativos) en tiempos de despeje críticos de falla es únicamente indirecto.

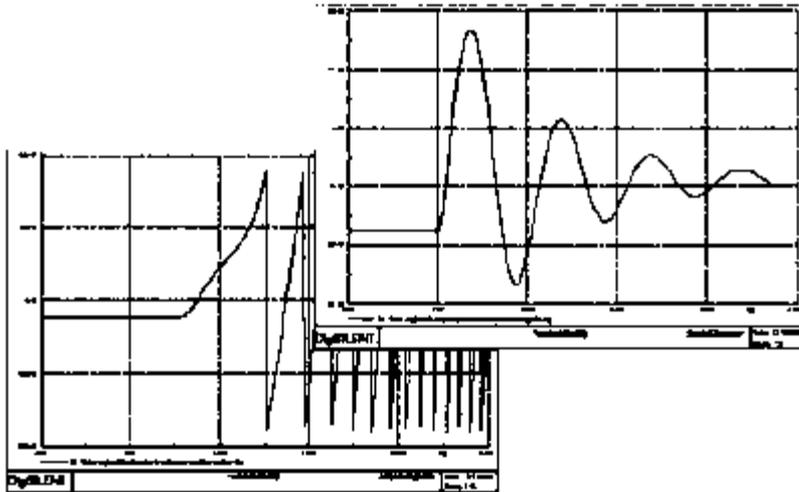


Figura N° 28 Ángulo Rotor vs tiempo. Estabilidad de transitoria
(Fuente internacional)

3.3 Impacto Técnico del Conexión de Generación Eólica en Redes

Como mencionamos anteriormente, el ingreso de generación eólica, al igual que la generación tradicional (convencional), genera un impacto en el punto de conexión que afecta las condiciones eléctricas. Las renovables, por las características del recurso (en cuanto a su intermitencia y tecnologías utilizadas) determinan una interacción diferente con la red a las centrales convencionales.

Dado que el ingreso de generación eólica está marcado por el acceso de grandes parques a redes de gran potencia, esto trae aparejado distintos retos que deben ser abordados responsablemente en los sistemas eléctricos, de manera que la conexión de generación renovable no resulte en detrimento de la eficiencia, seguridad y operatividad del sistema de potencia.

A continuación se describe conceptualmente los principales aspectos que impactan en la conexión de generación eólica renovable en el sistema eléctrico.

3.3.1 Variación de Tensión

La conexión de generación eólica modifica el perfil de tensión del punto donde se conecta, ya sea por la potencia activa inyectada o por la capacidad para cubrir los requerimientos de potencia reactiva en el nodo. El ingreso de potencia activa, sea cual sea la tecnología, aumenta la tensión del PCC (punto común de conexión) y dicho aumento puede compensarse con un adecuado control de potencia reactiva. Esta variación de tensión depende de la relación entre la potencia del generador y la potencia de cortocircuito de la red y de la relación R/X en el punto de conexión.

En este sentido, la potencia de generación a integrar está limitada a que se produzcan cambios sustanciales en el control de tensión en las barras (subestaciones) de red que son involucradas con el acceso. La limitación es mayor cuando las distancias involucradas son grandes al punto de conexión del generador, para el caso de redes radiales.

Por otro lado, en función de los escenarios de carga, se puede observar que:



- En situación de mínima carga, las restricciones se deben a que no se puede superar el límite máximo de tensión.
- En situación de máxima carga se puede integrar más generación, por estar compensada la caída de tensión. El problema resulta cuando se pierde la generación en situación de falla o variaciones del recurso eólico, ya que las tensiones puede caer por debajo de los límites establecidos por la normativa.

Para contrarrestar las situaciones mencionadas, que resulta preponderante en escenarios de gran penetración de generación eólica (renovable en general), las unidades deben tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión, modificando el factor de potencia en función de las tensiones de operación establecidas por el operador de red. Para esto deben contar con un sistema de control de tensión con una respuesta similar a la de un regulador automático de tensión de una central convencional.

Asimismo, puede ser necesario integrar equipos de control de tensión en paralelo como puede ser el caso de STATCOM o SVCs. Desde el punto de vista operativo, se debe tener en cuenta el aporte de potencia reactiva en ciertas condiciones emergencia por fallas en las cercanías y no desconectar en condiciones desfavorables (establecidas generalmente en la normativa), y en caso de hacerlo tener una reconexión rápida de los generadores (en caso de existir el recurso primario eólico).

Además deben tenerse en cuenta los siguientes puntos:

- Tener una adecuada respuesta de los reguladores de tensión de los cambiadores de tomas de los transformadores de red (menor tiempo muerto, detección de inversión del flujo de potencia).
- Permitir una reconexión más rápida de los generadores tras desconexión.
- Integrar el control de reactiva de los generadores y del cambiador de tomas del trafo en un control secundario de tensión (requiere comunicación entre un controlador central y los controladores individuales).

3.3.2 Modificación de la Calidad de Suministro

Las modificaciones sobre los indicadores de calidad de suministro (o calidad de potencia) son función de las tecnologías de generación involucradas y el punto de conexión en la red de la generación. El desempeño de la calidad de potencia es inherentes a las tecnologías de conexionado que están involucradas en el punto de conexión, ya sean: máquinas sincrónicas (MS), máquinas de inducción o asincrónicas (GI), convertidores conmutados por la red (LCI) y convertidores autoconmutados (SCI).

La tecnología que es de mayor uso para el conexionado de generación renovable a la red de alta tensión es a través de convertidores y un transformador de potencia.

Los indicadores utilizados para caracterizar la calidad de potencia en el punto de conexión son aquellos relacionados a la distorsión de la forma de onda, flicker, huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones breves.

En todos los casos hay normativa que determina los requerimientos admisibles de los indicadores en el punto de conexionado de las plantas eólicas.



a Distorsión de la forma de onda

- GI: Posibilidad de resonancia armónica en condición de mínima carga, debido a la interacción entre la reactancia inductiva del sistema con la reactancia del capacitor utilizado como aporte de reactiva para el generador de inducción. Posibilidad de generación de inter-armónicos (armónicos de ranura).
- LCI: la corriente armónica inyectada por los convertidores puede aumentar la distorsión en la tensión y crear posibles condiciones de resonancia con los capacitores del sistema encargados de corregir el factor de potencia.
- SCI: el switching de alta frecuencia de este tipo de convertidores produce un bajo contenido armónico de orden elevado (alta frecuencia), los cuales pueden producir resonancia en sistemas alimentados por cables.
- GS: puede producirse distorsión de tercer armónico debido a generación síncrona conectada directamente a la red de BT.

b Flicker

- Solar fotovoltaica: Cambios en la irradiancia solar a causa de nubes pueden producir fenómenos de flicker.
- Eólica: Variaciones en la velocidad del viento, ráfagas y efecto sombra de la torre pueden producir flicker.
- Componentes subsíncronas inyectadas por inversores PWM por cambios de consigna y por no linealidades en el convertidor.

c Huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones breves

- GI: Arranque directo de generadores de inducción causaran caídas de tensión similares al arranque de motores de inducción.
- GI, GS: la generación distribuida reduce la contribución de corriente de falla desde el sistema, con lo que aumentan los tiempos de duración de fallas para sistemas con relés de sobrecorriente, con lo que aumentan los tiempos de los huecos de tensión.
- Generación distribuida conectada correctamente aporta soporte de tensión y reduce la magnitud de los huecos de tensión vistos por la carga.
- GI, GS: recierre fuera de fase pueden dañar los ejes de las máquinas rotantes. Debido a esto, los reconectores del sistema pueden tener que aumentar los tiempos de reconexión para adaptarse a la GD conectada aguas abajo, con lo que aumentan los tiempos de las interrupciones breves.
- Determinadas conexiones de los transformadores de unidad de GD sin puesta a tierra pueden causar sobretensiones en fases sanas durante fallas a tierra en caso de quedar en isla.
- Sobretensiones ferresonantes pueden ser causadas durante operación en isla por resonancia entre la impedancia del generador y los capacitores del sistema.
- Reconexiones fuera de fase entre la red y GD pueden causar sobretensiones transitorias.

3.3.3 Capacidad de Soporte ante Falla (Fault Ride Through / Low voltage Ride Through)

Uno de los mayores impactos sobre la estabilidad y confiabilidad de la red que puede suponer la generación renovable, es la posibilidad de que este tipo de generadores se desconecten durante la falla ante perturbaciones de la tensión (o la frecuencia). En situaciones donde la penetración de estas tecnologías es reducida, la desconexión de las unidades ante cualquier perturbación no supone un problema, sin embargo, en escenarios donde la matriz de generación presenta un elevado porcentaje de generación renovable, debe evitarse la desconexión de la misma durante huecos de tensión, causados por ejemplo por fallas simétricas o no simétricas. La capacidad de soportar esta falla durante un intervalo de tiempo determinado y según el perfil de la tensión en bornes (como lo hacen tradicionalmente los generadores sincrónicos) es lo que se denomina Capacidad de soporte ante falla, como se conoce comúnmente, según se expresó en inglés; Fault Ride Through (FRT) o Low Voltage Ride Through (LVRT). El objeto de este requerimiento es que las unidades renovables no solo permanezcan conectadas para evitar un desprendimiento masivo de generación, sino para que también realicen un soporte de tensión post falta, de manera de ayudar a mantener la estabilidad del sistema no solo a nivel angular (estabilidad transitoria) sino también a nivel de tensión. En la siguiente figura se muestra una curva tensión-tiempo típica, en la que se detalla la zona donde el generador renovable debe permanecer conectado (No Trip) y en la que tiene permitido desconectarse (Trip).

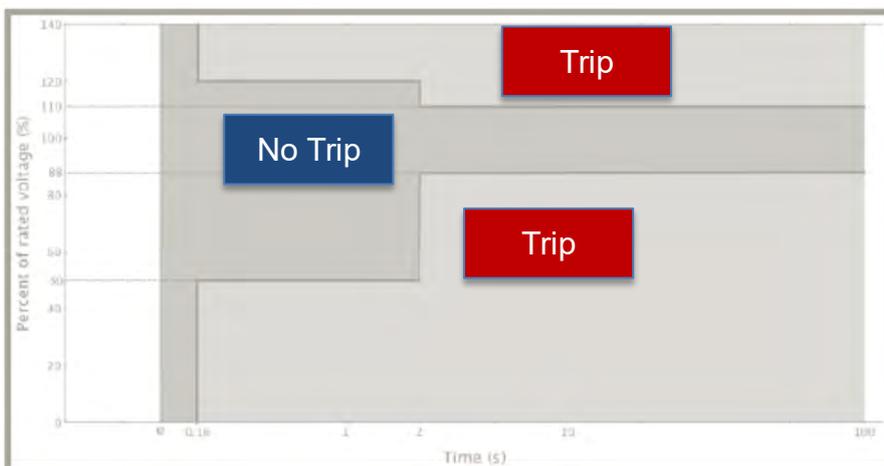


Figura Nº 29 Curva tensión-tiempo según IEEE 1547. “Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources”.

(Fuente National Renewable Energy Laboratory)

Asimismo, en la siguiente figura muestra el ensayo de la capacidad LVRT de un convertidor electrónico de 1MW. En este caso, la primera curva indica la señal digital (amarillo) que da inicio al cortocircuito, el cual comienza realmente cuando la tensión de línea (celeste) cae a cero. Como se observa, el convertidor sigue inyectando potencia durante la falla, con la corriente en un valor cercano al nominal (1.2 pu). Luego de siete ciclos, sale de servicio, cumpliendo así con normas LVRT establecidas por WECC.

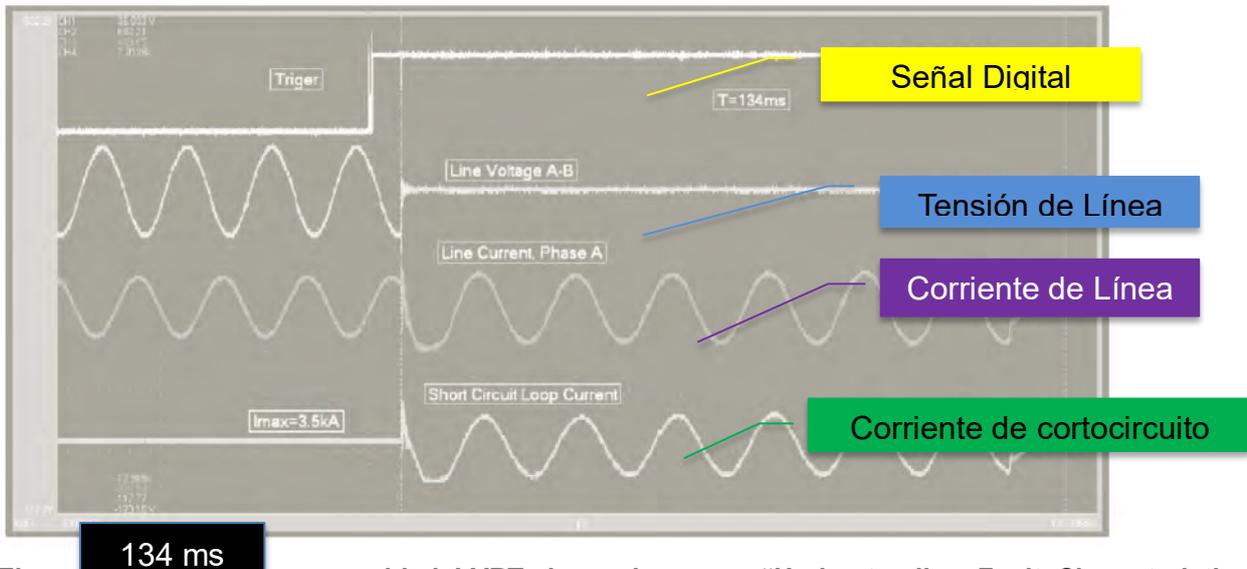


Figura 3.4.1. Tiempo capacidad LVRT de un inversor. “Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources”

(Fuente National Renewable Energy Laboratory)

3.4 Respuesta dinámica por tipo de tecnología

El impacto de la generación renovable sobre la estabilidad de la red depende del medio de conexión a la red. En los siguientes puntos se describe brevemente el tipo de estabilidad involucrada según la tecnología utilizada. En el caso de sistemas que utilizan generadores sincrónicos, los puntos a tener en cuenta son los mismos que incumben a la generación convencional. En nuestro caso es preponderante el análisis de tecnologías que involucran conexión a través electrónica de potencia (convertidores).

3.4.1 Generadores sincrónicos

En este caso la conexión de generadores sincrónicos afecta a la estabilidad de ángulo, es decir a la estabilidad transitoria del sistema.

Desde el punto de vista práctico, los estudios de estabilidad transitoria deben considerar la influencia de los controles de tensión y velocidad del generador, así como un modelo eléctrico detallado del generador. Al producirse una perturbación (falta trifásica, hueco de tensión profundo) la máquina se acelera, aumentando el ángulo del par electromecánico. La máquina retornará al equilibrio si se cumple el criterio de igualdad de áreas (energía de frenado mayor a la acelerante)

Asimismo debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- Al aumentar el detalle del modelo aumenta el tiempo crítico, pues se tienen en cuenta dinámicas transitorias adicionales.
- El modelo simplificado da resultados demasiado conservadores.
- Al modelar en detalle el generador se tiene en cuenta el amortiguamiento interno por variación de los enlaces de flujo.
- El control de excitación tiene una contribución mayor al mantenimiento de la estabilidad que el control de velocidad, por lo que debe aumentarse la respuesta transitoria del regulador de tensión para aumentar el área de frenado.

3.4.2 Generadores asincrónicos

La conexión de generadores asincrónicos afecta a la estabilidad de tensión del sistema, ya que el generador de inducción absorbe corriente reactiva. Su valor es función del deslizamiento y la tensión en bornes. Analizando el límite de estabilidad dinámico de tensión, cuando se produce una falta o un hueco, la tensión en bornes de la máquina disminuye. Al caer la tensión, el par electromagnético se reduce (depende del cuadrado de la tensión), por lo que la máquina se acelera, aumenta el deslizamiento y en consecuencia el consumo de reactiva. Al retornar la tensión, retorna el par electromagnético. En dicho caso la máquina se frenará y retornará al equilibrio solo si la velocidad no excede el valor de la velocidad crítica. En caso de que se llegue a una velocidad crítica en el cual el consumo de reactiva sea excesivo, y esto a su vez produzca una mayor corriente de línea y caída de la tensión en bornes existe la posibilidad de un colapso local de la tensión. Puede ser necesario disponer de compensación dinámica de reactiva en paralelo con la máquina (SVC, STATCOM).

La estabilidad dinámica de la máquina dependerá de:

- Características eléctricas y mecánicas (inercia).
- Impedancia de la red.
- Estado de funcionamiento antes de la perturbación (deslizamiento y potencia de pre-falta).
- Magnitud y duración de la perturbación.
- Control del par mecánico.

3.4.3 Generadores electrónicos

La conexión de generación renovable mediante convertidores afecta a la estabilidad de pequeña señal a partir de los ajustes de los controles de P y Q. En el caso de generación que utiliza convertidores autoconmutados controlados por tensión, (caso más generalizado) si los diferentes lazos de control no están bien ajustados, se puede provocar inestabilidad oscilatoria para alguna frecuencia dentro del margen de frecuencia con el que trabaja el convertidor que genere pares no amortiguados (análisis de autovalores de primer orden).

En el caso de una falta, el convertidor no tiene inercia, por lo que el generador continuará en funcionamiento tras la falta (Capacidad Fault Ride Through) si no se superan los límites de sobretensión transitoria en el bus de continua como consecuencia del desequilibrio transitorio en la conversión de potencia (la energía no evacuada se almacena en el bus de continua). Para contrarrestar esta situación se utilizan en algunos casos sistemas transitorios de almacenamiento/disipación de energía en el bus de continua (ultracondensador, chopper, volante de inercia).

En un escenario de gran penetración de generación renovable conectada mediante convertidores estáticos, debe estudiarse la dinámica completa del sistema utilizando un conjunto de ecuaciones diferenciales distintas, que incluyan la dinámica de los controles y parámetros de los convertidores, de manera de analizar como los cambios en la estabilidad de pequeña señal pueden impactar también en fenómenos de estabilidad transitoria y/o tensión.

ANEXO II

1. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Los servicios complementarios son parte íntegra de la seguridad operativa del sistema eléctrico, y en general son remunerados como tal, ya que son necesarios para mantener operativamente estable la red, ya sea previendo cambios en los pronósticos de demanda, incertidumbre de algunos recursos, condiciones inadmisibles de falla o simplemente para cubrir requerimientos de estabilidad. En este sentido, para la coordinación de la operación de los sistemas de potencia se requiere de estos servicios que son recursos técnicos que están presentes en las instalaciones de generación, transmisión, e Instalaciones de Clientes. Según el país de análisis, en general se puede mencionar aquellos recursos que están caracterizados como reservas de regulación de frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria), reserva rotante, reservas operativas no rodantes (o fría), soporte y regulación de tensión.

El ingreso de generación renovable, que tiene como característica una producción variable por el recurso primario (eólico), incrementa la variabilidad e incertidumbre propia de la carga y puede exigir aumentar reservas o incrementar la respuesta de la demanda. Los pronósticos de viento en muchos casos mejoran las expectativas de definición de producción y es posible reducir con cierto grado la imprevisibilidad del recurso.

1.1 Los servicios complementarios de reservas

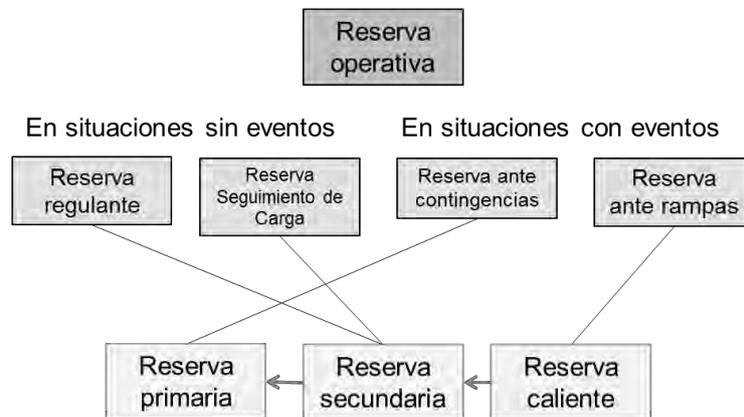
Muchos generadores renovables, como son los eólicos y solares, son generadores de producción variable y esto afecta el funcionamiento del sistema por lo que es necesario adicionar distinto tipo de reservas, con su costo asociado.

Las reservas pueden clasificarse como:

- Regulación primaria. Respuesta automática de la unidad generadora (governadores).
- Regulación secundaria: Restablece frecuencia. Usualmente mediante AGC (o manual).
- Reserva operativa: Reserva rodante del área más generación que se puede conectar en un tiempo determinado ($\approx 10'$), más la carga que se puede interrumpir en ese período.

- Reserva fría: Generadores que se pueden conectar entre 5 y 30'.

El North American Electric Reliability Corporation (NERC) clasifica las reservas operativas como lo indica el gráfico siguiente:



Comparación entre definiciones de reservas NERC y reservas México (Fuente NERC)

El agregado de generación renovable de producción variable al sistema incrementa la variabilidad e incertidumbre propia de la carga y puede exigir aumentar reservas o incrementar la respuesta de la demanda. En muchos casos mejorando los pronósticos es posible reducir la *imprevisibilidad*.

- Variabilidad:
 - Exige mayor flexibilidad operativa y aumento de frecuencia de despachos.
 - Se reduce si aumenta el parque de máquinas y sitios de renovables.
 - Las reservas deben adaptarse a la producción de renovables.
- Incertidumbre: Evolución de producción o de demandas diferentes a los esperados.
- Contingencias: Para equilibrar generación /demanda en grandes contingencias se suele considerar la máxima salida de interconexión y/o generación. Las renovables en sistemas grandes no exigen la actuación de la regulación primaria de frecuencia.
- La influencia en el despacho de generadores convencionales:
 - Obligan a modificar despachos de convencionales.
 - Pueden llevar a convencionales a operar fuera de su óptimo.

Los requerimientos adicionales de Reservas por Energías Renovables de producción variable son los siguientes:

- Requerimientos de Reserva Primaria para Respuesta a la Frecuencia
 - En general, el porcentaje total no se modifica cuando se incrementa la

generación renovable.

- Cuando existe una muy alta penetración ésta es afectada por la menor inercia del sistema que reduce la efectividad de la respuesta
- En general los renovables no contribuyen a la regulación primaria de frecuencia y esto obliga a:
 - Aumentar regulación de convencionales
 - Despachar convencionales fuera del óptimo
- En general se adoptan reservas del orden del 1.5 a 3% de la generación total.
- Requerimientos de Reserva Secundaria para variaciones pequeñas (Regulante)
 - Por Variabilidad: Si no existe una alta correlación y simultaneidad por la distribución de renovables y su localización, tienen influencia escasa.
 - Por Incertidumbre: Dependen de la precisión que se obtenga de los pronósticos.
- Reserva Secundaria y Operativa para Seguimiento de Carga
 - Variabilidad del viento dentro de la hora: puede determinar un incremento de reserva de Seguimiento con una capacidad de rampa específica (MW/min).
 - Por Incertidumbre: Puede afectar según errores de pronóstico del día previo.

La estimación del impacto en la reservasse puede hacer con datos de las variaciones más amplias en una hora, tomando el valor probable para un desvío estándar dado.

- Reserva Operativa Suplementaria: es la necesaria para reponer reservas (1^a y 2^a) en previsión de un segundo evento.
 - Orden similar a las secundarias e incremento similar por ER al de esta última.
 - De existir aumento, se asigna en su mayor parte a reservas no rodantes.
- Reserva Operativa de Rampa: Complementa las de seguimiento para desvíos menos probables (pero importantes).
 - Errores de predictibilidad pueden determinar rampas lentas pero pronunciadas.
 - Se debe analizar en base al comportamiento estadístico (magnitud y probabilidad).
 - En general se cubre con máquinas en reserva fría.

1.2 El servicio complementarios de soporte y regulación de tensión

La conexión de renovables produce impactos limitados en el área inmediata de influencia del proyecto (impactos locales). La mayoría de las regulaciones en el ámbito internacional plantean las siguientes exigencias que determinan el costo de este requerimiento:

- Factor de potencia de ± 0.95 en los puntos de conexión.



- Algunas exigen curvas de Capacidad similares a generadores convencionales.
- Curvas específicas de tolerancia a huecos de voltaje (LVRT).
- Según tamaño, se puede llegar a exigir equipos automatizados (SVC).

1.3 El servicio complementarios de Operador de red

El costo fijo por operación del sistema toma en cuenta los costos relacionados con el proceso operativo de despacho y coordinación para proporcionar el servicio. El costo por servicios conexos incluye:

- El análisis de las previsiones de generación.
- Los costos de centros de control distribuidos entre todas las empresas coordinadas.
- La administración de gran cantidad de información estadística de renovables, que podrá recibir tratamiento diferencial en función del nivel de penetración. Se ha llegado a instalar un Centro de Control especial para renovables (España).

2. DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS EN ARGENTINA

En relación a los Servicios de Reserva en el sistema argentino, CAMMESA - organismo encargado del despacho (OED), como responsable del despacho y la administración de la operación del MEM debe mantener los requerimientos de reservas dentro de los límites definidos. El Anexo 36 de los Procedimientos Técnicos de CAMMESA se definen las Reservas de Corto Plazo y Mediano y son las establecidas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Los tipos de reserva se diferencian por las características y velocidad de respuesta.

- Reservas de Corto Plazo
 - Reserva instantánea.
 - Reserva para Regulación de Frecuencia.
 - Reserva operativa de CINCO (5) minutos.
 - Reserva de DIEZ (10) minutos.
 - Reserva fría de VEINTE (20) minutos.
 - Reserva térmica de CUATRO (4) horas.
- Reservas de Mediano Plazo
 - Reserva de confiabilidad

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que se mantenga un nivel de reserva de corto plazo, en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la



operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores; y se mantenga un nivel de reserva de corto plazo, de reserva fría de VEINTE (20) minutos y reserva de CUATRO (4) horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.

Para mayor detalle en el ANEXO II se describen los alcances de las reservas de corto y mediano plazo.

En nuestro análisis resultan preponderantes las reservas relacionadas a la regulación de frecuencia (reserva regulante para Regulación Primaria de Frecuencia-RPF y Regulación Secundaria de Frecuencia-RSF) y aquellas reservas que tienen condiciones para sincronizar en el orden de los 10 a 20 minutos. El segundo grupo de reservas deben permitir realizar el seguimiento de demanda (de 5 minutos), que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda (de 10 minutos), y reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes (reservas frías de 20 minutos).

2.1 Servicio de Regulación de Frecuencia

De acuerdo a lo establecido en el Anexo 23 de los Procedimientos de CAMMESA se debe en cada instante buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello diariamente debe asignar reserva para regulación de frecuencia manteniendo, de existir el excedente de reserva necesario, el nivel de calidad pretendido. En la operación en tiempo real debe realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para, de ser posible, compensar los apartamientos entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

De esta forma el CAMMESA define a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) corresponde a la regulación rápida, con un tiempo menor a 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas (regulador de velocidad) que permiten modificar en forma automática su producción. Las tecnologías eólicas no cuentan con regulador de velocidad.

De igual forma define la Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF), Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

En el Procedimiento, CAMMESA define a la Reserva Rotante para REGULACIÓN (RR), al



Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctricos habilitada y disponible para la REGULACIÓN DE FRECUENCIA (RF) y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

La Reserva Regulante²³ es la banda de la reserva rotante para regulación (RR) asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF. La reserva secundaria, anda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF.

Para la calidad de la Regulación de Frecuencia, el OED debe realizar un estudio evaluando el porcentaje de reserva para RPF por debajo del cual se pierde el control de la operabilidad del sistema eléctrico ante la imposibilidad de responder en tiempo y controlar los apartamientos instantáneos normales de la demanda

Los Procedimiento establecen que el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%) como el requerimiento de reserva para RPF establecido para el Período Estacional, con un precio de la energía que tiene en cuenta el costo marginal probable, y un precio de la potencia por requerimientos de cubrimiento de la demanda, nivel de reserva y otros servicios relacionados con la calidad de la operación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

El porcentaje óptimo para regulación primaria (ROR%), corresponde al porcentaje para RPF que calcula el OED en la programación estacional a partir de una evaluación técnico económica. De acuerdo a [3], el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR) establecido para el período Mayo-Octubre 2002 es del 3%. La figura muestra los principales costos incurridos en función del incremento porcentual de los márgenes de reserva para el sistema (el caso de la demanda valorizada al Costo de la Energía No Suministrada - CENS).

²³ Anexo 23 de Los Procedimientos, definiciones:

Reserva Rotante para Regulación (RR): Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la Regulación de Frecuencia y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

Reserva Regulante: Banda de la RR, asignada por despacho al cubrimiento de reserva para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

Reserva Regulante Secundaria: Banda de la RR asignada por despacho al cubrimiento de reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Reserva Rotante Operativa: Banda de la RR asignada para garantizar la operatividad y calidad del Sistema. Incluye a la Reserva Rotante para RSF pero no a la correspondiente para RPF.

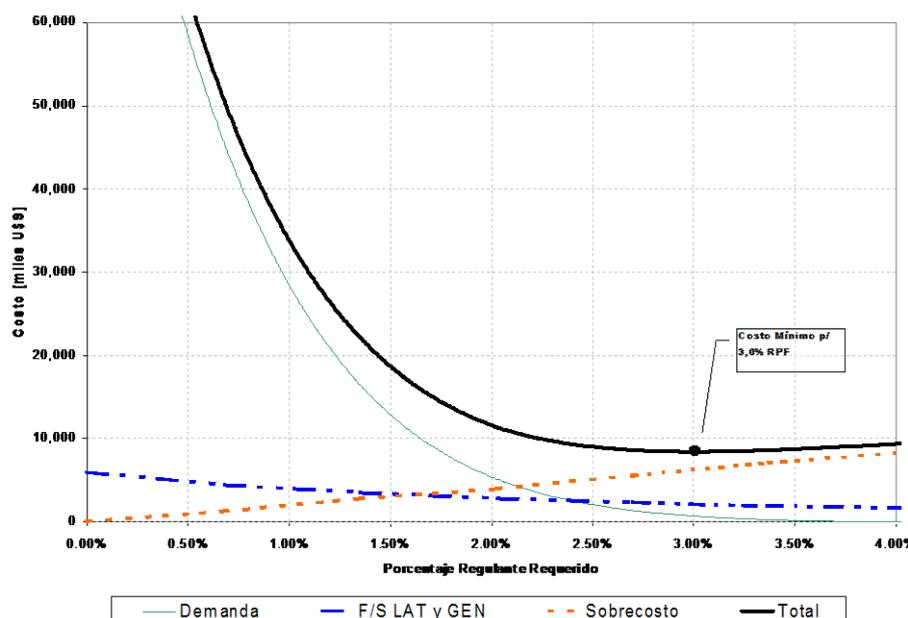


Figura N° 31 Cálculo del porcentaje Óptimo de Regulación, mayo – octubre 2002 ²⁴
(Fuente CIGRE)

2.1.1 Participación de las Maquinas en la Regulación de Frecuencia

a Reserva Regulante Máxima

Para el despacho de reserva regulante, en un hora la RR en una máquina habilitada para RPF es la diferencia que surge en el despacho entre su potencia operada y su potencia generada.

Para aquellas máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas habilitadas para RPF que no cuenten con una declaración de Reserva Regulante Máxima habilitada, el OED le debe asignar el siguiente porcentaje de RPF:

- 5 %, de tratarse de una máquina térmica.
- 10%, de tratarse de una central hidroeléctrica.

Para una máquina térmica o central hidroeléctrica no habilitada para RPF, debe asignarle como porcentaje cero.

b Participación en la Regulación Primaria

Cada Generador del MEM asume como compromiso un aporte horario a la reserva para RPF dado por el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria (ROR) del área de despacho en se ubica. Este compromiso lo debe cumplir cada máquina hora por hora, ya sea suministrando por sí misma la reserva regulante correspondiente a dicho requerimiento óptimo o pagando por la reserva requerida que no aporta.

²⁴ Norberto Yorg Mongelos: "Participación de la Central Yacretá en la Regulación Primaria y Secundaria de frecuencia en el SADI", Conferencia Cigré



c Participación en la regulación Secundaria

El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, por sus características, en cada hora se asigna a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales si las mismas tienen habilitado con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG).

2.1.2 Despacho de Reserva Regulante (RPF)

El despacho de reserva regulante, de acuerdo al Anexo 23 de los Procedimientos, consiste en asignar la RR disponible al cubrimiento del requerimiento de energía regulante para el servicio de RPF para la demanda. Diariamente, el OED realiza el predespacho de generación y obtiene como resultado la carga prevista en el parque, las áreas de despacho, y la RR disponible en el parque previsto generando. Con esta información, debe realizar el predespacho de reserva regulante, que debe incluir todas las restricciones operativas, de Transporte y de abastecimiento que pueden limitar la RR.

Para cada hora "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RPF (ER) de acuerdo a la demanda a abastecer y el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria (RP%). Este predespacho sirve de base para la operación en tiempo real y establece la reserva regulante despachada en cada máquina térmica y central hidroeléctrica y los precios que se deben utilizar para las transacciones económicas por RPF. Los porcentajes asignados y los precios resultantes sólo pueden ser modificados por un redespacho de la reserva regulante.

El precio de la RPF queda definido horariamente en el despacho de reserva regulante. Cada hora, en un área de despacho el precio de la RPF refleja la relación entre la demanda, dada por el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR), y la oferta dada por la reserva regulante disponible para el área, a través de reserva regulante en máquinas térmicas y centrales hidroeléctricas del área y reserva regulante en capacidad libre de Transporte. Cuando surge un Déficit de Regulación Primaria Óptima, se incrementa el riesgo de cortes por encima del óptimo económico por falta de reserva regulante para cubrir apartamientos, y se considera que la reserva óptima faltante la aporta la máquina falla.

Para un área de despacho en una hora, de no existir en el despacho de reserva regulante Déficit de Regulación Primaria Óptima, el Precio de la Energía para Regulación Primaria (PRP) está dado por el precio Spot de la energía en el área de despacho (PSPOT), o sea el Precio de Mercado o el Precio Local que corresponda, resultante de la generación y condiciones previstas en el despacho de reserva regulante.

2.1.3 Despacho de Regulación Secundaria (RSF)

En cuanto a la Regulación Secundaria, El OED debe ordenar según una Lista de Mérito las centrales habilitadas y disponibles para RSF. Para cada hora "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RSF (ES) de acuerdo a la demanda a abastecer en el MEM (DEMABMEM) y el Porcentaje Estacional para Regulación Secundaria (RSEST%).

En condiciones sin cortes programados, el OED debe realizar el despacho de RSF analizando en cada central habilitada generando la reserva restante disponible para RSF.



Esta reserva se calcula restando de su potencia operada la generación prevista y la reserva regulante asignada para RPF.

Para cada hora, el OED debe en primer lugar buscar asignar la RSF a una central hidroeléctrica. Para una hora el Precio de la Energía para Regulación Secundaria (PRS) está dado por un porcentaje del precio Spot de la energía en el Mercado que resulta en la operación diaria. En las horas en que la RSF se asigna a una central hidroeléctrica sin necesidad de recurrir a reducir su despacho, el porcentaje está dado por el requerido por dicha central para realizar la RSF. En todos los otros casos, el porcentaje está dado por el Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria.

De acuerdo a la bibliografía consultada, la RSF se le asigna a una sola central o aquel grupo de centrales que cuente con un Centro de Control Automático de Generación (CCAG). La central debe contar con una reserva del 2.1% de la potencia total despachada en el SADI.

2.2 Reservas Operativas en SADI

En relación a los Servicios de Reserva en el sistema argentino, CAMMESA - organismo encargado del despacho (OED), como responsable del despacho y la administración de la operación del MEM debe mantener los requerimientos de reservas dentro de los límites definidos. El Anexo 36 de los Procedimientos Técnicos de CAMMESA se definen las Reservas de Corto Plazo y Mediano y son las establecidas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Los tipos de reserva se diferencian por las características y velocidad de respuesta.

- Reservas de Corto Plazo
 - Reserva instantánea.
 - Reserva para Regulación de Frecuencia.
 - Reserva operativa de CINCO (5) minutos.
 - Reserva de DIEZ (10) minutos.
 - Reserva fría de VEINTE (20) minutos.
 - Reserva térmica de CUATRO (4) horas.
- Reservas de Mediano Plazo
 - Reserva de confiabilidad

2.2.1 Tipos de Reservas en el SADI

Las perturbaciones por un déficit imprevisto de generación y/o fallas en la red de Transporte provocan un desequilibrio brusco entre oferta y demanda de energía eléctrica que lleva a caídas en la frecuencia y al riesgo de la pérdida del sincronismo en todo el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI) o en un área en particular. Para restituir el equilibrio entre oferta y demanda y evitar el colapso del Sistema es necesario contar con las siguientes reservas.



a Reserva Instantánea

Es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto través de los esquemas de alivio de cargas, para mantener la seguridad del Sistema., de acuerdo a los criterios y procedimientos establecidos en los Anexos 35 y 41 de LOS PROCEDIMIENTOS.

b Reserva de Regulación de Frecuencia

Es la reserva regulante para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), asignada entre máquinas que están generando y habilitadas para ello.

c Reserva Operativas de cinco minutos

La reserva operativa es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que CINCO (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

d Reserva de diez minutos

Es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

e Reserva Fría de veinte minutos

La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que VEINTE (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

f Reserva Térmica de cuatro horas

La reserva térmica de cuatro horas será adjudicada por el OED a las unidades turbo vapor y TG, o ciclo combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta.

Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de Unidades, fuera de servicio de Líneas, etc.).

g Reserva de Confabilidad

Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

ANEXO III

1. CÓDIGOS DE RED INTERNACIONALES

En este apartado se describirán los puntos salientes que involucran a la reglamentación para la conexión de generación renovable en países líderes en este recurso o tecnología, como son España, Alemania, Estados Unidos. Asimismo se describirá la reglamentación en Perú y Argentina, pues se considera que es de utilidad mostrar información sobre dos países latinoamericanos con gran potencia de las energías renovables en la región.

Los requerimientos de la normativa internacional en general se encuentran en línea al igual que los requerimientos las instalaciones de generación de fuentes renovables exigidos en la región. Se observan premisas relacionadas al control de tensión, para la no desconexión de las plantas, y aquellas relacionadas a la calidad del producto técnico. Cabe mencionar que las exigencias de las últimas generaciones de tecnologías y la disponibilidad de controles permiten cubrir las exigencias establecidas para contrarrestar las “debilidades” de los generadores respecto de las tecnologías convencionales.

1.1 España

El marco regulatorio español contempla la generación con energías renovables, residuos y cogeneración, dentro del denominado Régimen Especial de generación. La regulación define régimen especial, y considera a todas aquellas instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 50 MW que produzcan energía según alguna de las tecnologías contempladas en los siguientes grupos:

- Cogeneración u otras formas de producción a partir de energías residuales.
- Energía solar (fotovoltaica y térmica)
- Energía eólica (on shore y off-shore).
- Energía geotérmica, de las olas, de las mareas, de rocas calientes y secas, oceanotérmica y de las corrientes marinas
- Centrales hidroeléctricas de potencia superior a 10 MW e igual o menor de 50 MW
- Biomasa (distintas tecnologías)

En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

- Conexión en línea: la potencia total no superará el 50% del límite térmico de diseño de la línea en el punto de conexión.



- Conexión en subestación y centro de transformación: la potencia total no superará el 50% de la capacidad de transformación.
- Generación no gestionable: la potencia total no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión.

Siempre que se mantenga la seguridad y calidad de suministro, la generación en régimen especial tendrá prioridad frente al régimen ordinario, tanto en la evacuación como en la conexión en caso de limitación de capacidad en el punto de conexión a la red, con preferencia para los generadores del régimen especial a partir de fuentes renovables

Entre las premisas de las condiciones técnicas generales está la de El funcionamiento no debe provocar fallas ni alteraciones superiores a las fijadas en la normativa.

Condiciones de conexión:

- El factor de potencia de la energía suministrada debe ser lo más próximo a 1 posible, y siempre superior a 0,98 para potencias superiores al 25% de la nominal.
- Los generadores eólicos, para evitar fluctuaciones, no podrán tener una potencia superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión

Condiciones específicas de conexión para centrales con generadores síncronos:

- Dispondrán de un control de excitación con capacidad de mantener el factor de potencia entre 1 y 0,8 en adelanto o retraso.
- El aumento de potencia de cortocircuito provocado en la red deberá ser compatible con las condiciones de la misma

Condiciones específicas de conexión para centrales con generadores asíncronos:

- El factor de potencia no será inferior a 0,86 a potencia nominal. En caso contrario se instalarán condensadores.
- Para evitar la autoexcitación en caso de fallo de red, se instalarán dispositivos de protección que aseguren la desconexión de las baterías de condensadores

Armónicos:

- Las centrales no deberán inyectar armónicos que eleven su nivel a valores no admisibles.
- La existencia de armónicos autoriza a la empresa eléctrica a desconectar de la red la central que los origina, previa autorización del órgano administrativo competente.

1.1.1 Comportamiento durante cortocircuitos

En el caso particular de generación eólica se deben tomar las medidas de diseño y/o control necesarias en las instalaciones para que los generadores no se desconecten instantáneamente durante los “huecos de tensión” asociados a cortocircuitos correctamente despejados. La instalación (y todos sus componentes) deberá soportar sin desconexión huecos de tensión trifásicos, bifásico, monofásicos, en el punto de conexión a red, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la siguiente figura.

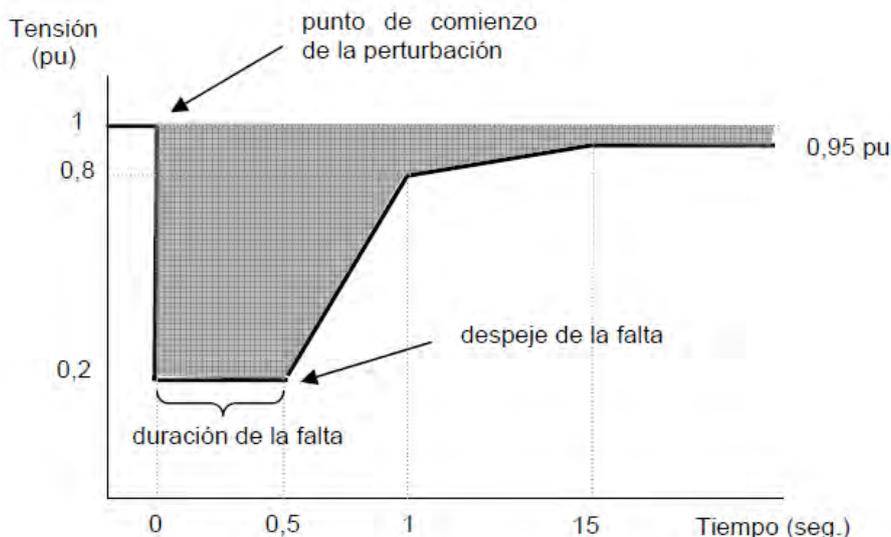


Figura N° 32 Curva tensión-tiempo generadores Eólicos. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas

(Fuente Red Eléctrica Española)

No es admisible, a nivel de punto de conexión, el consumo de potencia activa o reactiva durante los periodos de falla y recuperación del Sistema, es decir, desde que se produce la falla (y la tensión baja por debajo de 0,85 pu) hasta que la tensión en la red está dentro de los límites admisibles de operación.

Durante la falla y posterior recuperación del sistema, las máquinas generarán la máxima corriente posible (nunca inferior a la corriente nominal). El reparto de esta corriente entre componente activa y reactiva deberá cumplir lo establecido en la siguiente figura, de tal forma que la generación (o consumo) de reactiva de los aerogeneradores permanezca en la zona gris (en función de la tensión en el punto de conexión a la red).

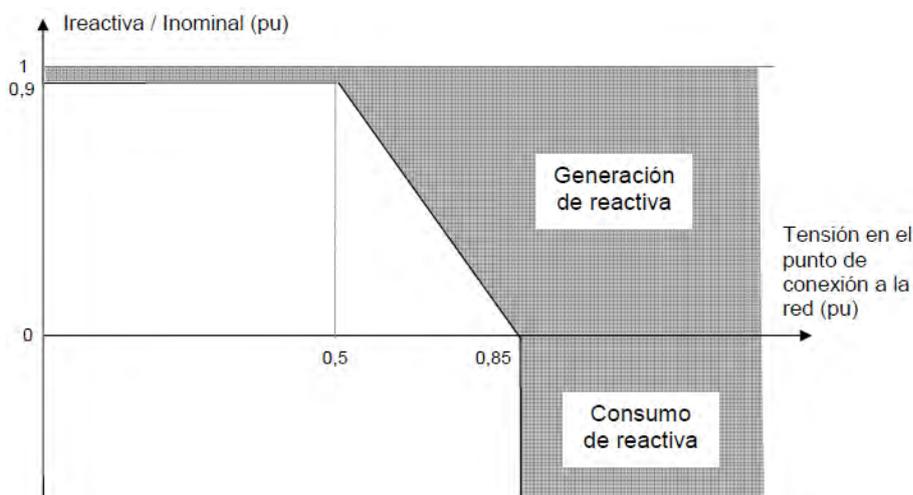


Figura N° 33 Corriente reactiva admisible (generada o consumida) en aerogeneradores, según tensión en bornes

(Fuente Red Eléctrica Española)

1.1.2 Regulación primaria

Las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del procedimiento operativo 3.7 de Red Eléctrica Española deberán participar en la regulación primaria del sistema eléctrico tal y como se requiere en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio complementario de regulación primaria.

En el caso particular de las centrales eólicas, deberán ser capaces de bajar carga ante aumentos de frecuencia y de subir carga siempre y cuando la velocidad del viento sea mayor que la correspondiente a potencia nominal (máximo 5% durante un periodo del orden de minutos, siempre que el viento lo permita). Sin embargo, cuando el aerogenerador funcione a carga parcial no tendrá la obligación de cumplir las especificaciones indicadas anteriormente en lo referido al aumento de carga, pero sí en lo referente a bajar.

En situaciones excepcionales, y a petición del Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte, las centrales eólicas deberán poder operar por debajo de la plena potencia disponible para situaciones de carga parcial, al objeto de poder disponer también de capacidad de regulación primaria a subir frente a las bajadas de frecuencia indicadas en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio complementario de regulación primaria.

1.2 Alemania

La principal operadora Alemana, Tennet, establece los siguientes requerimientos para la conexión de generación. El código alemán establecido por Ennet diferencia dos tipos de tecnología de generación:

- Tipo1: Se refiere a máquinas sincrónicas conectadas directamente a la red
- Tipo 2: Todas las tecnologías que no cumplen los criterios establecidos por el Tipo 1. Ejemplo; Generadores asincrónicos, convertidores.

La normativa establece algunos aspectos, descritos a continuación, relacionados al comportamiento durante las fallas, de salida de potencia activa y estabilidad de frecuencia para aquellas Tipo 2.

1.2.1 Comportamiento durante fallas de los generadores Tipo 2

En el caso de huecos de tensión causados por una falla simétrica o no simétrica, los generadores deben permanecer conectados si la tensión no cae por debajo del límite según la figura mostrada a continuación. Es decir, todas las plantas generadoras deben soportar la falla sin desconexión de la red. La inyección de potencia reactiva y de sincronización debe llevarse a cabo para que la planta generadora apruebe, de manera adecuada, los respectivos requisitos de la red en el punto de conexión.

Según lo establecido en el código de red alemán define dos perfiles, a partir de los límites 1 y 2, siguiente figura, un generador no puede satisfacer los requerimientos definidos por el límite 2 (mantenerse conectado según los límites de dicha curva), está permitido un requerimiento entre las dos curvas (1 y 2) si ésta puede garantizar una corriente reactiva mínima durante la falta y el tiempo de resincronización es reducido.

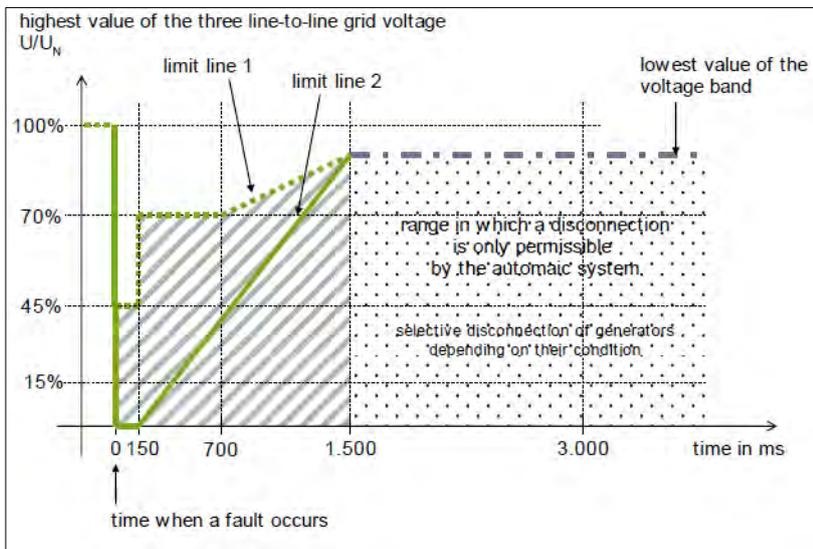


Figura N° 34 Curva tensión-tiempo. Unidades Tipo 2. Alemania
(Fuente “Tennet Grid Code – High and extra high voltaje” Tennet TSO GmbH Germany)

Las plantas generadoras deben soportar la tensión de red con la corriente reactiva adicional durante una caída de tensión. Para esto, el control de soporte de tensión debe ser activado según se muestra en la siguiente figura en el caso de una caída de tensión de más de 10% del valor eficaz de la tensión del generador. El control de la tensión debe tener lugar dentro de los 20 ms después del reconocimiento de falla al proporcionar una corriente reactiva en el lado de baja tensión del transformador del generador de al menos el 2% de la corriente nominal para cada uno por ciento de la caída de tensión. Debe permitir una salida de potencia reactiva de al menos 100% de la corriente nominal.

Después de que la tensión vuelve a la zona muerta, el soporte de tensión debe mantenerse durante otros 500 ms, de acuerdo con la característica especificada. Los procedimientos de equilibrio transitorio tras el regreso de la tensión nominal deben ser completados después de 300 ms.

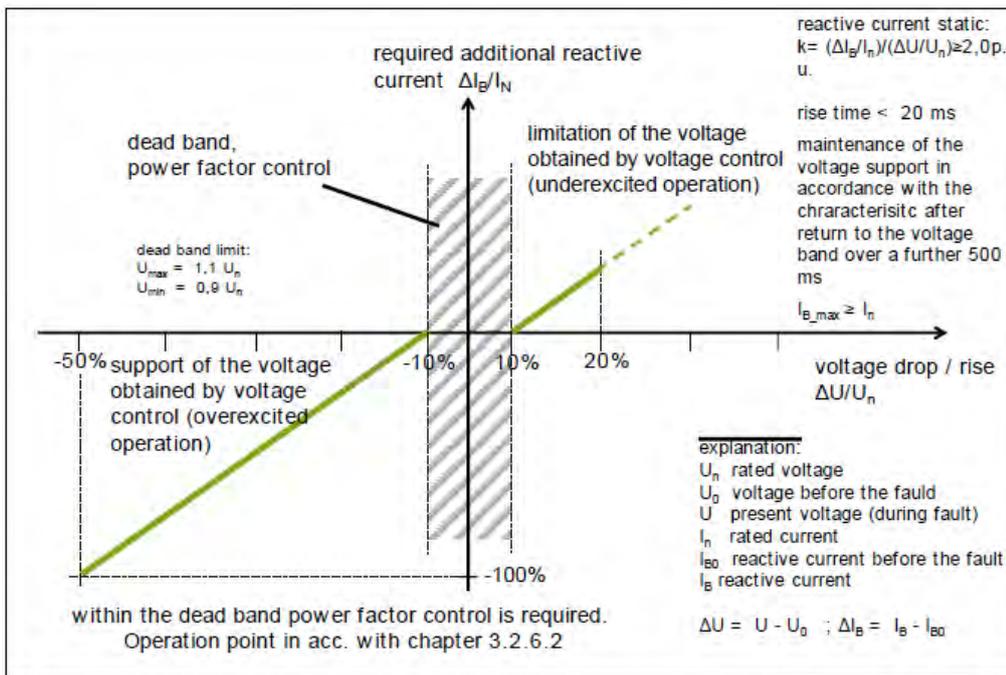


Figura N° 35 Curva de soporte de tensión. Unidades Tipo 2. Alemania.

(Fuente “Tennet Grid Code – High and extra high voltaje” Tennet TSO GmbH Germany)

1.2.2 Salida de potencia activa por incremento en la frecuencia del sistema

Cuando se alcanza una sobrefrecuencia de 50,2 Hz la potencia activa entregada por el parque debe reducirse en función de una rampa con pendiente equivalente al 40% de la potencia nominal por Hertz. Cuando la frecuencia retorna a un valor de 50,05 Hz, la inyección de potencia puede incrementarse nuevamente.

Asimismo, se debe poder detectar rápidamente una condición de isla (mediante relés de frecuencia y/o tensión) y desconectar todos los generadores, como máximo, luego de tres segundos de generada la isla.

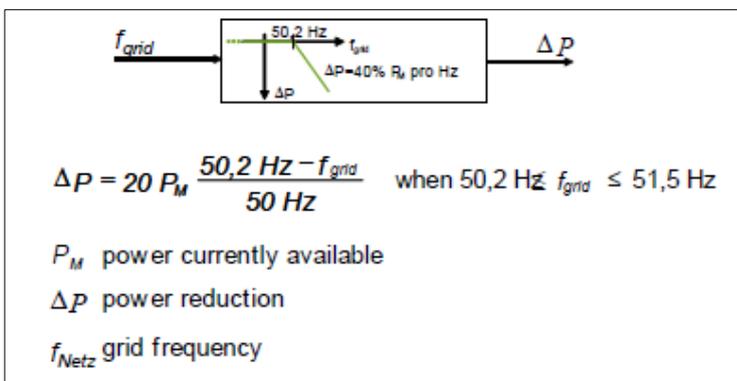


Figura N° 36 Reducción de potencia con sobrefrecuencia. Unidades renovables. Alemania.

(Fuente “Tennet Grid Code – High and extra high voltaje” Tennet TSO GmbH Germany)



1.2.3 Estabilidad de frecuencia

El código alemán exceptúa a la generación renovable del servicio de control primario de frecuencia, incluso para unidades de más de 100 MW.

1.3 Estados Unidos

En Estados Unidos en territorio continental se divide en tres redes eléctricas principales:

- El sistema interconectado del Este o la interconexión oriental
- El sistema interconectado occidental o la interconexión occidental
- El sistema interconectado de Texas, o la interconexión de Texas

El control de las redes se hace a través de Operadores Independientes del Sistema (ISO) y organizaciones de Transmisión Regionales (RTOs), como por ejemplo:

- California ISO
- ERCOT (Texas)
- ISO New England
- Midwest ISO
- New York ISO
- PJM Interconnection (Mid-Atlantic)
- Regional Transmission Organization for New England.

La Comisión Regulatoria Federal de Energía (FERC) tiene la autoridad sobre la red eléctrica completa, y establece que el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Estados Unidos (NERC) tenga la responsabilidad primordial de mantener la fiabilidad de la red eléctrica. Por otro lado, el Grupo de Tareas de Integración de Generación Variables (IVGTF) publicó un informe especial de evaluación, "*Requisitos de Interconexión para la generación Variable*". El informe contiene recomendaciones específicas para:

- Control de potencia reactiva y tensión.
- Rendimiento durante y después de las perturbaciones.
- Control de potencia activa.
- Armónicas e interacción subsíncrona.
- Modelos para estudios de interconexión

NERC está utilizando actualmente estas recomendaciones para crear y/o revisar una serie de estándares de confiabilidad de alta prioridad relacionados con lo que llama "Verificación de Generador", incluyendo:

- PRC-019, Coordinación del control del regulador de voltaje del generador con la capacidad de la máquina.
- PRC-024, Performance del Generador durante excursiones de frecuencia y voltaje

- MOD-026, Verificación de datos y modelos para las funciones del sistema de excitación del generador
- MOD-027, Verificación de la respuesta en frecuencia de los generadores.

Asimismo, NERC e IEEE a través de la norma IEEE 1547, presenta recomendaciones para la integración de generación distribuida, incluyendo los sistemas fotovoltaicos de baja potencia.

Algunos ISOs que enfrentan un rápido crecimiento de la generación renovable en estados, han elaborado y establecido algunos requerimientos para de interconexión de generación renovable. La figura muestra ejemplos de los requisitos en el punto de interconexión para las características FRT por sub y sobre tensión (izquierda) y de rango de operación en frecuencia (derecha) para diferentes operadores.

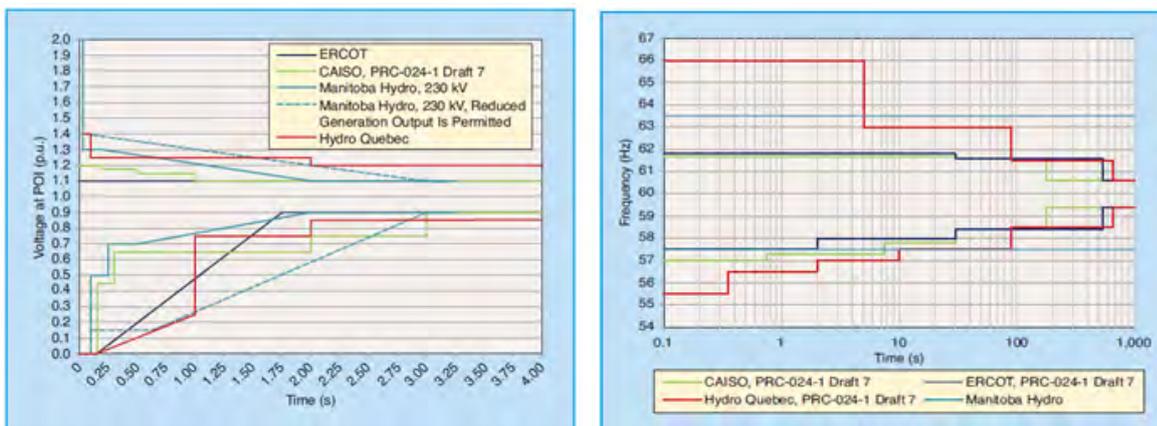


Figura N° 37 Curvas LVRT y rango de frecuencia ISOs USA.

(Fuente Ackermann, T "Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models." Power and Energy Magazine, IEEE)

Al igual que en Europa, los requisitos FRT y rango de frecuencia de operación varían mucho de una región a otra. La consecuencia de esto es que las instalaciones de generación renovable tienen que ser modeladas y diseñadas con mayor capacidad en cuanto a estas características de diseño de operación y respuesta.

Los estándares norteamericanos relacionados con el rango de potencia reactiva y la capacidad de control de voltaje en todos los casos revisados requieren capacidad reactiva correspondiente a +/-0,95 factor de potencia a potencia activa nominal en el punto de interconexión.

1.4 Perú

El Código de Red peruano establece, entre otros, las obligaciones que deben cumplir las energías renovables para el acceso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Los requerimientos y criterios mínimos de diseño están descritos en los procedimientos técnicos para el Ingreso, Modificación y Retiro de instalación en el SEIN, en el capítulo de "Requisitos Técnicos de Conexión de las Instalaciones de Centrales de Generación No



convencional (CGNC) al SEIN". La normativa alcanza aquellas tecnologías que no utiliza un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador al SEIN, con potencias iguales o mayores a 500 kW.

Los procedimientos describen los aspectos comerciales que deben llevar adelante los agentes generadores en el proceso de gestión y los criterios técnicos que debe cumplimentar. Entre los criterios técnicos están los mínimos necesarios para el diseño de las instalaciones que se conecten por primera vez al SEIN.

El criterio de partida establece que la potencia total nominal registrada de las Centrales de Generación No Convencional (CGNC), en cada barra o punto de conexión, no debe ser superior al 5% de la potencia de cortocircuito de este punto. Sin embargo, este límite puede ser superado de acuerdo a las capacidades particulares de control de la instalación, y los resultados de los estudios de Pre Operatividad y Operatividad del Proyecto, estudios previos para verificar la factibilidad técnica del ingreso de nuevas instalaciones al SEIN.

Es claro que el primer criterio debe ser tomado como un valor de referencia que puede ser ajustado en función de la experiencia que se adquiera de la operación del recurso y en este caso del estudio eléctrico de PreOperatividad. Por lo tanto, cada punto de conexión debe ser analizado para verificar el cumplimiento de todas las exigencias, dado que está relacionado al control de tensión, y no es una barrera al ingreso de proyectos renovables en la medida que los estudios demuestren que se cumplen los criterios de desempeño estático y dinámico.

El procedimiento establece las exigencias en el punto de conexión con el SEIN y determina los requisitos técnicos que deben cumplir las instalaciones de CGNC con Recursos Eléctricos Renovables (RER). Particularmente, se observa los siguientes requisitos:

1.4.1 Control de Potencia Activa

Las CGNC deberán tener capacidad de controlar la potencia activa total inyectada en el punto de conexión, para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia activa total. Entre los aspectos generales y necesarios se encuentra el:

- Ajuste de Potencia Activa
- Control de rampas de Potencia Activa.
- Control de arranque y desconexión.
- Control de potencia en condiciones de emergencia.

1.4.2 Control de Potencia Reactiva

Las CGNC deberán tener capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión con equipamiento de compensación reactiva (fijo o controlable). No se permitirán escalones de potencia reactiva que provoquen cambios en la tensión de operación superiores al 2,5%.

El control de la potencia reactiva deberá permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión, y deberán garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia



activa, los valores máximos de factor de potencia (0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo).

1.4.3 Control de Frecuencia

El control al que se hace referencia en este apartado está asociado a los rangos de frecuencia requeridos de operación sin disparo o actuación de los dispositivos de la central, y no se concibe la participación de los aerogeneradores en el control de frecuencia, propiamente dicho.

Las CGNC operarán a una frecuencia nominal igual a 60 Hz, y deberán tener condiciones para operar en un rango que oscila entre los 57,0 Hz y 62,0 Hz, y en frecuencias intermedias en función de tiempos mínimos que no provoquen el disparo o desconexión. La CGNC deberá permanecer conectada incluso ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz por segundo.

1.4.4 Control de Tensión

El sistema de control de tensión de las CGNC deberá permitir el ajuste de la tensión en el punto de conexión al valor de referencia. El sistema de control de tensión se apoya en el sistema de control de potencia reactiva, es decir, en la capacidad del parque de modificar su inyección o consumo de potencia reactiva en el punto de conexión. El sistema de control de tensión deberá tener una respuesta similar a la de un regulador automático de tensión de una central convencional.

El sistema de control de la CGNC debe comportarse en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la referencia de tensión).

1.4.5 Continuidad de Suministro ante Contingencias Severas – Huecos de Tensión

Las protecciones de las CGNC deberán garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión de acuerdo a los márgenes de operación definidos en la curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión. Se deberá presentar un certificado de cumplimiento de huecos de tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas.

Adicionalmente, en la reglamentación se define las tolerancias descritas para los consumos de potencia y energía (activa y reactiva) en el punto de conexión, tanto durante el período de duración del hueco de tensión así como durante el período de recuperación posterior al despeje de una falla equilibrada o desequilibrada, estableciéndose zonas diferenciadas del hueco de tensión para las tolerancias de consumo de energía y potencia (activa y reactiva). Por otro lado, se establece la Inyección de corriente durante el hueco de tensión que está permitido a través la curva de intensidad reactiva I_r – tensión.

1.4.6 Calidad de la tensión

Cambios Bruscos o Escalones de Tensión

La reglamentación establece valores de tensión máximos permitidos de cambios bruscos tensión que podría causar la CGNC en relación a la frecuencia en que se producen los mismos. Se define a los cambios bruscos de tensión como el cambio rápido del valor

eficaz de tensión para una cierta duración de tiempo.

Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión

El indicador de Flicker es el Índice de Severidad por Flicker de corta duración (Pst) definido de acuerdo a las Normas IEC. Este indicador (Pst) se evalúa para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos.

Flicker.- El Índice de Severidad por Flicker (Pst) no debe superar la unidad ($Pst < 1$) en Muy Alta, Alta, Media ni Baja Tensión. Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

Tensiones Armónicas

Los indicadores utilizados son Las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y el Factor de Distorsión Total por Armónicas (THD). Estos indicadores (V_i , THD) se evalúan separadamente para cada Intervalo de Medición de diez (10) minutos durante el Período de Medición de perturbaciones, que como mínimo será de siete (7) días calendario continuos

Tensiones Armónicas.- Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar ciertos límites (V_i' y THD') indicados en la reglamentación.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si los indicadores de las perturbaciones medidas se encuentran fuera del rango de tolerancias, por un tiempo superior al 5% del Período de Medición.

Los Suministradores deben compensar a sus Clientes por aquellos suministros en los que se haya comprobado que la calidad de producto no satisface los estándares fijados.

1.4.7 Sistema de Protección y de Comunicación y Control Externo

Particularmente, las CGNC deben disponer de un sistema de predicción de la potencia que permita calcular el valor de la potencia total de la instalación hasta un horizonte de dos días. La CGNC deberá entregar la información sobre la previsión de potencia horaria en un horizonte de 24 horas.

1.5 Argentina

En relación a la solicitud necesaria para el Acceso de Generación Eólica al Sistema Argentina de Interconexión (SADI), el Anexo 16 del "Reglamento de Diseño y Calidad del Sistema de Transporte en Alta Tensión" define los criterios de diseño y modelación para la operación estática, operación dinámica y normas de calidad de servicio (tensión, frecuencia y factor de potencia de servicio) y que fijan las condiciones y límites que deberán verificarse al realizar los estudios eléctricos.

Al anexo 40 de la reglamentación establece el tratamiento en el MEM de la generación eólica, atendiendo a las particularidades del equipamiento involucrado y a la naturaleza

aleatoria del recurso, circunstancia que lo diferencia en algunos aspectos de la generación convencional.

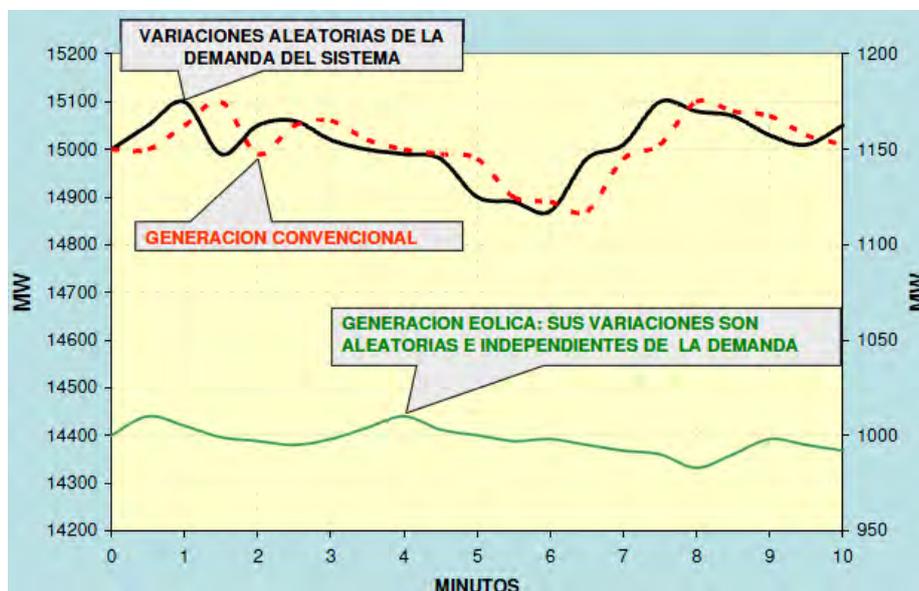
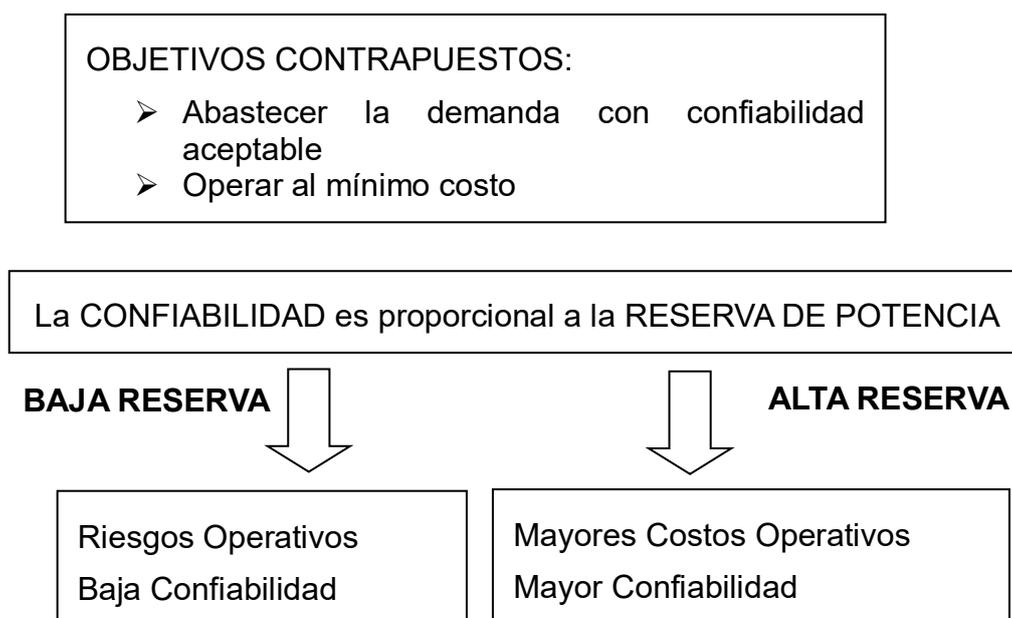


Figura N° 38 Característica aleatoria del recurso eólico

(Fuente CAMMESA)

Debido a la característica propia del recurso, si la participación de la generación eólica dentro del parque de generación total aumenta, entonces para mantener el nivel de confiabilidad del sistema se requiere mayor nivel de reserva de potencia, puesto que aumenta la incertidumbre en la oferta energética.



(Fuente CAMMESA)

El Anexo hace hincapié en el impacto en la tensión de la red debido a las variaciones aleatorias de la potencia eólica, indicándose un conjunto de requisitos técnicos a cumplir para limitar y/o minimizar.

1.5.1 Aptitud técnica del parque eólico

Atendiendo a la naturaleza aleatoria del recurso, a la incidencia de las eventuales variaciones rápidas y lentas de la velocidad del viento, a la interferencia de las estructuras portantes con el sistema motriz, a la cantidad y ubicación de cada aerogenerador, un parque eólico provoca fluctuaciones en la potencia que entregada al sistema eléctrico. En este sentido, determina los siguientes aspectos:

a FP: Factor de potencia (capabilidad PQ) y control de tensión

El parque eólica debe ser capaz de entregar y absorber potencia reactiva de tal manera que en el punto de conexión a la red exhiba un factor de potencia ($\cos \varphi$) de 0,95 tanto inductivo como capacitivo.

En los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta la granja (con el menor despacho de generación probable), la “mayor variación rápida de generación” y la “mayor variación de generación frecuente” deben ser tales que no provoquen variaciones de tensión mayores a:

- 1% en las redes de Extra Alta Tensión ($132 \text{ kV} < V \leq 500 \text{ kV}$).
- 2% en las redes de Alta Tensión ($35 \text{ kV} < V \leq 132 \text{ kV}$).
- 3% en las redes de Media Tensión ($V \leq 35 \text{ kV}$).

Se define como “**mayor variación rápida de generación**” al valor de la máxima variación estimada de potencia activa, dentro de cada 10 minutos, de los 10 valores de potencia media registrada cada 1 minuto (valor estimado utilizado 20%).

La variación de tensión debido a turbulencias, ráfagas y/o variaciones rápidas de la velocidad del viento debe ser limitada por los propios controles de los aerogeneradores y también por el diseño del Parque Eólico (cantidad de molinos y layout).

Se define como “**mayor variación de generación frecuente**” al valor de la máxima variación de potencia activa, dentro de cada hora, de los 6 valores de potencia media registrada cada 10 minutos que no es superado durante el 95% del tiempo (de las horas del año). Es decir variaciones superiores sólo se dan en el 5% del tiempo total. Estas variaciones de potencia deberán ser el resultado de mediciones de vientos adecuadas (valor medio cada 10 minutos) tomadas en el lugar de emplazamiento de la granja durante un año como mínimo. Previamente podrá utilizarse para los estudios un valor estimado de entre 40 y 50 %.

Las variaciones de tensión debido a variaciones frecuentes de generación pueden limitar la potencia eólica a conectar en un nodo del SADI y/o definir la necesidad de aplicar contramedidas especiales en una determinada región.



Figura N° 39 Variaciones de potencia de parques eólicos

(Fuente CAMMESA)

Para cada tipo de granja eólica, el grado de perturbación del funcionamiento del sistema eléctrico depende fuertemente de la potencia de la granja eólica en relación a la rigidez (potencia de cortocircuito) del sistema eléctrico en el punto de conexión. Por ello, se definen dos tipos de granjas, Tipo A y Tipo B. Las primeras son aquellas que tienen mayor valor de la relación entre su potencia instalada y la potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red y en las segundas dicha relación es de un nivel menor. A continuación, se explican los requerimientos asociados a cada tipo de parque eólico.

Parque Eólico Tipo A

La granja deberá operar controlando la tensión en el punto de conexión o un punto interno del parque, para lograr cumplir los requerimientos de variación de tensión definidos previamente. Para lograr efectividad en esta función deberá poseer un control conjunto de tal manera que permita repartir en forma uniforme la potencia reactiva en cada aerogenerador. El Control Conjunto de tensiones deberá presentar una respuesta dinámica (tiempo de establecimiento, sobrevalor, amortiguamiento, etc.) que verifique los criterios mínimos de desempeño definidos en el Procedimiento Técnico N°4.

En casos que, de acuerdo a los resultados de los estudios de funcionamiento indicados en los estudios de Etapa 1 del Procedimiento Técnico N° 1 de LOS PROCEDIMIENTOS, se requiera ampliar el rango de control de la potencia reactiva y/o la velocidad de respuesta del control conjunto de la tensión por condiciones de estabilidad en la transmisión de potencia, CAMMESA podrá exigir la instalación de un equipo de compensación dinámica de potencia reactiva (compensador sincrónico, SVC, STATCOM, etc.).

Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia frente a vientos extremos, como de arranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la

frecuencia.

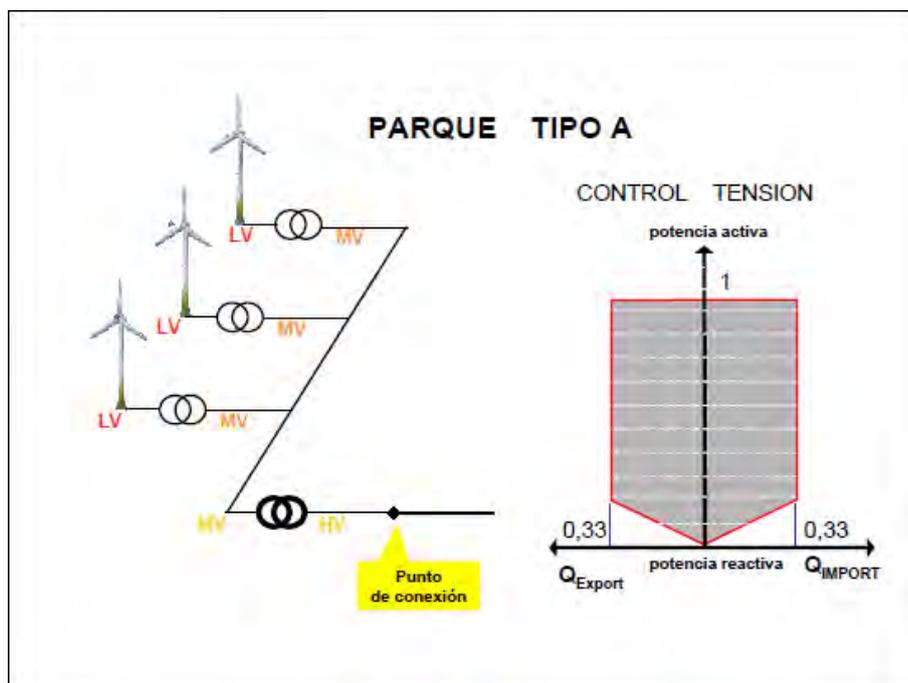


Figura N° 40 Diagrama de capacidad P-Q en el punto de conexión para PE Tipo A

(Fuente CAMMESA)

Parque Eólico Tipo B

Si el tamaño de la granja es pequeño respecto a la robustez del punto de conexión y la variación instantánea de la potencia desde su valor nominal a cero (efecto equivalente a una desconexión de la granja operando a potencia plena y entregando a la red potencia reactiva en su punto de conexión a la red), produce variaciones de tensión menores a las indicadas anteriormente, no será necesario que la granja opere controlando la tensión y podrá operar con el Factor de Potencia ($\cos \phi$) constante que le sea requerido en cada ocasión por el Transportista o PAFTT al cual se conecta o por el OED, según corresponda.

Este tipo de Granjas podrá tener una característica del diagrama P-Q tal que, a máxima potencia, exhiba un Factor de Potencia ($\cos \phi$) de 0,95 y mantenga este valor constante para todo su rango de potencia activa (característica capacidad P-Q de forma triangular).

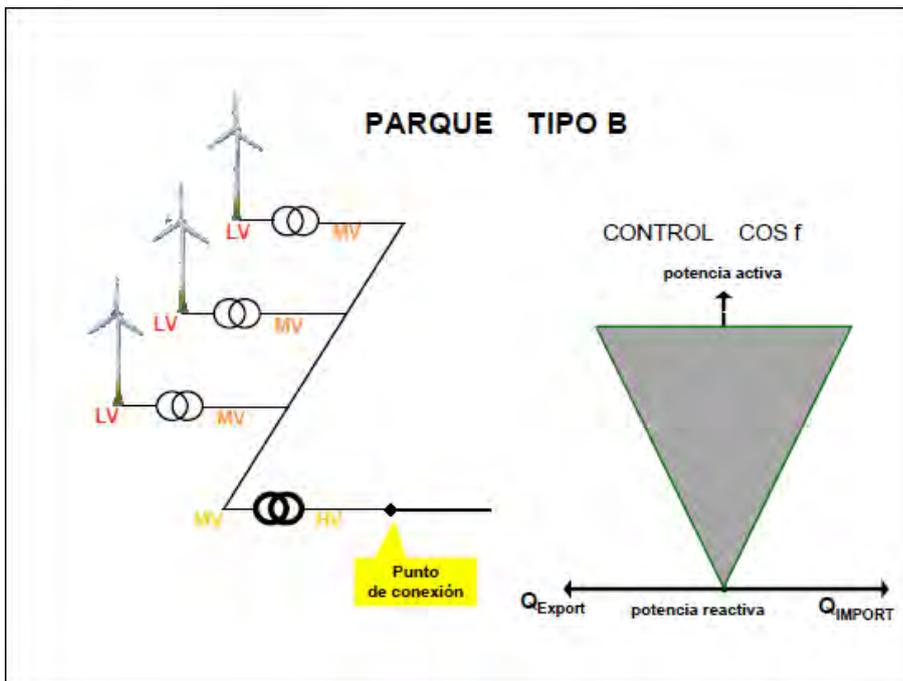


Figura N° 41 Diagrama de capacidad P-Q en el punto de conexión para PE Tipo B
(Fuente CAMMESA)

b FRT: Tolerancia ante huecos de tensión (“Fault ride-through-capability”)

El Parque Eólico debe ser diseñado y disponer de los equipos de control necesarios para mantenerse conectado a la red frente a huecos de tensión producidos por fallas (salida de generadores, cortocircuitos, etc.), cuya profundidad y duración, en el punto de conexión de la Granja, no exceda la curva Tensión-Tiempo Límite definida en el Procedimiento Técnico N° 4 de CAMMESA

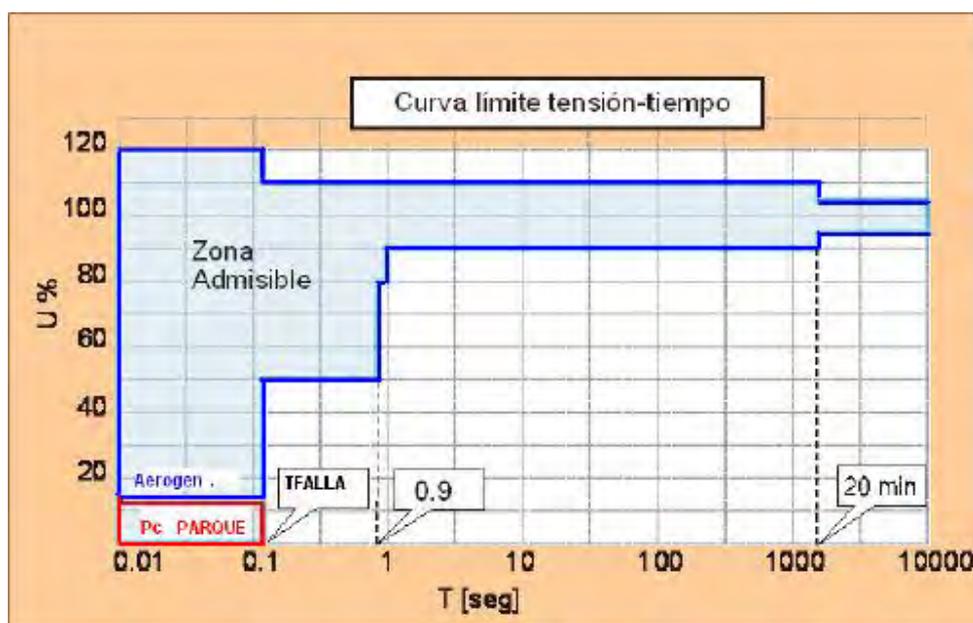


Figura N° 42 Curva Tensión-Tiempo Límite requerido por CAMMESA
(Fuente CAMMESA)

c Actitud para soportar variaciones de frecuencia

Todos los parques deberán poder operar en forma permanente con tensiones en el punto de conexión y tolerar excursiones transitorias de la frecuencia, sin desconectarse de la red, similares a las que se exigen al resto del parque generador según lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.

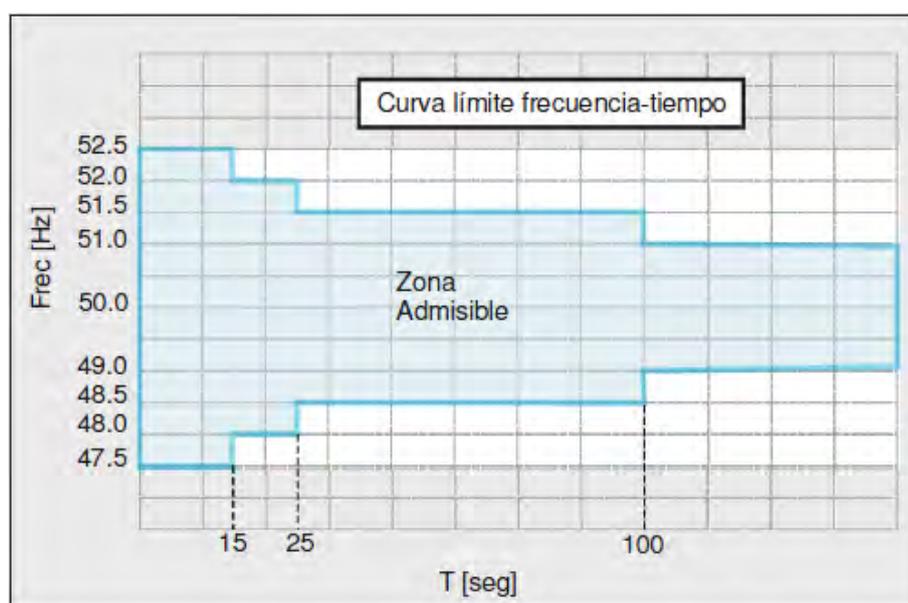


Figura N° 43 Rango de frecuencia permitido para generadores del SADI
(Fuente CAMMESA)



d Límites de emisión de flicker y armónicos

En lo que respecta a inyección de armónicos, flickers, etc., los aerogeneradores deberán cumplir con la Norma IEC 61400-21.

Medición de la Emisión de Armónicas

La Norma del IEC 61400-21 (21-09-2001) establece metodologías específicas para la medición y evaluación de indicadores de calidad de servicio en los puntos de conexión de un Parque Eólico con la red. Sobre este tema en particular CAMMESA solamente destaca que las metodologías de medición se describen en la mencionada Norma. Los requerimientos de la máxima distorsión permitida para la forma de onda de la tensión corresponden al punto de conexión de la Granja eólica.

Para los nodos de alta tensión de la red de transporte se debe consultar al Transportista o PAFTT sobre el valor máximo admitido.

Medición del Flicker

Los “ruidos” frecuentes o periódicos en la tensión en el Punto de Conexión de Parques Eólicos pueden deberse a: el “cono de sombra de la torre”, al arranque de los aerogeneradores y a las turbulencias del viento, entre otros factores.

Flicker transitorio (corto plazo) Pst 95%: Nivel medido en un lapso de 10 minutos que puede ser excedido como máximo un 5% del tiempo durante 24 horas.

Flicker transitorio (largo plazo) Plt 95%: Nivel medido en un lapso de 2 horas que puede ser excedido como máximo un 5% del tiempo en 7 días consecutivos.

Con relación a la metodología de medición y presentación de resultados se debe acordar las mismas con el Transportista o PAFTT, quienes supervisarán y/o aprobarán sus resultados.

ANEXO IV

1. ACERCA DEL MODELO DE SIMULACIÓN SDDP

La simulación de la operación futura del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para Argentina aporta valiosa información acerca de los precios de mercado proyectados y el balance de generación esperado.

Para simular la operación futura del mercado eléctrico mayorista, MEC utiliza la Programación Dinámica Estocástica Dual (SDDP, por sus siglas en inglés). Esta herramienta matemática optimiza el despacho de las centrales eléctricas (a mínimo costo) para satisfacer la demanda prevista a lo largo del horizonte del estudio.

SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión que es ampliamente utilizado en proyecciones a mediano y largo plazo. El modelo calcula la política operativa de menor costo de un sistema de generación de energía hidrotérmica, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y turbinado, vertimiento, efecto cabezal y otros);
- modelo detallado de las centrales termoeléctricas (restricciones a la disponibilidad de combustible, curvas de eficiencia, centrales con combustibles múltiples y otros);
- incertidumbre hidrológica (modelo estocástico de caudales que representa las características del sistema hidrológico, tales como la estacionalidad, correlaciones temporales y espaciales de caudal y sequías);
- detalle de la red de transmisión;
- curva de duración de carga representada por bloques de tiempo, utilizando incrementos mensuales o semanales.

El siguiente diagrama ilustra el funcionamiento del modelo de simulación:

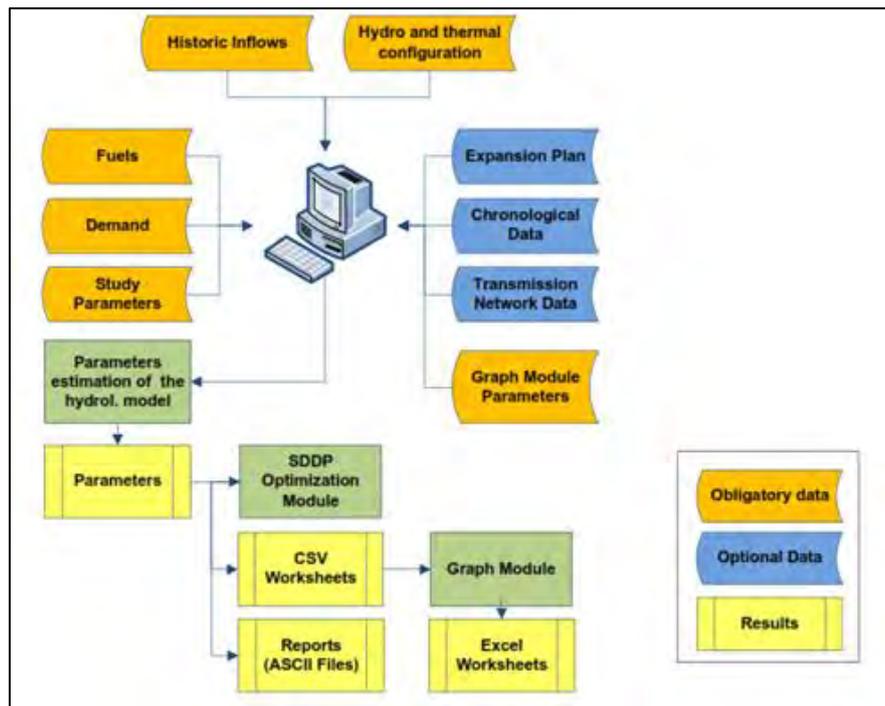


Figura N° 44 Modelo de simulación SDDP
(Fuente PSR)

Además de la política de mínimo costo, el SDDP calcula varios indicadores económicos, tales como los costos marginales en cada barra (nodo), las tasas de transporte, los costos de congestión en la transmisión, los valores del agua en cada central hidroeléctrica y el costo marginal de las restricciones de combustibles.

Los sistemas que poseen un componente sustancial de generación hidroeléctrica pueden utilizar la energía hidroeléctrica almacenada en los embalses del sistema “a costo cero” para satisfacer la demanda y evitar los gastos de combustible de las unidades térmicas. Sin embargo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento de los embalses. Esto introduce una relación entre la decisión operativa en una determinada etapa y las consecuencias futuras de dicha decisión. La estrategia de mínimo costo utilizada por el SDDP implica la optimización de la política de operación estocástica para sistemas de embalses múltiples.

La solución óptima para el problema de la programación hidrotérmica es comparar el beneficio inmediato de utilizar el agua ahora con el beneficio futuro de almacenarla. Este beneficio se mide en términos del ahorro de combustible esperado de la generación térmica desplazada. Para saber si deberíamos utilizar las reservas de energía hidroeléctrica, es necesario simular la operación futura del sistema y evaluar el impacto de esta decisión en cuanto a sus costos operativos.

Además, la variabilidad de los caudales en los embalses (que fluctúan según la estación, la región y de año en año) vuelve más complejo el problema de la decisión dinámica. Dada la incertidumbre de los caudales (clima), los estudios de simulación deben representar una gran cantidad de escenarios hidrológicos para evaluar el impacto de una cierta decisión operativa en los costos.



Los principales resultados del SDDP (para cada serie hidráulica) son los siguientes:

- precios de la electricidad para el mercado eléctrico mayorista, que se informarán en forma mensual y cinco bloques de tiempo (medio, mínimo y máximo para dar cuenta del efecto de dispersión hídrica);
- estadísticas de la operación del sistema: generación hídrica y térmica para cada incremento de tiempo (semana, mes), costos de producción térmica, intercambios de energía, flujos de circuitos, consumo de combustible, riesgo de déficit y energía no suministrada;
- costo marginal de corto plazo del sistema.

El modelo SDDP simula 50 situaciones hidrológicas distintas para cada año del horizonte del estudio.

Los principales parámetros necesarios para construir el escenario para ejecutar el modelo de simulación son los siguientes:

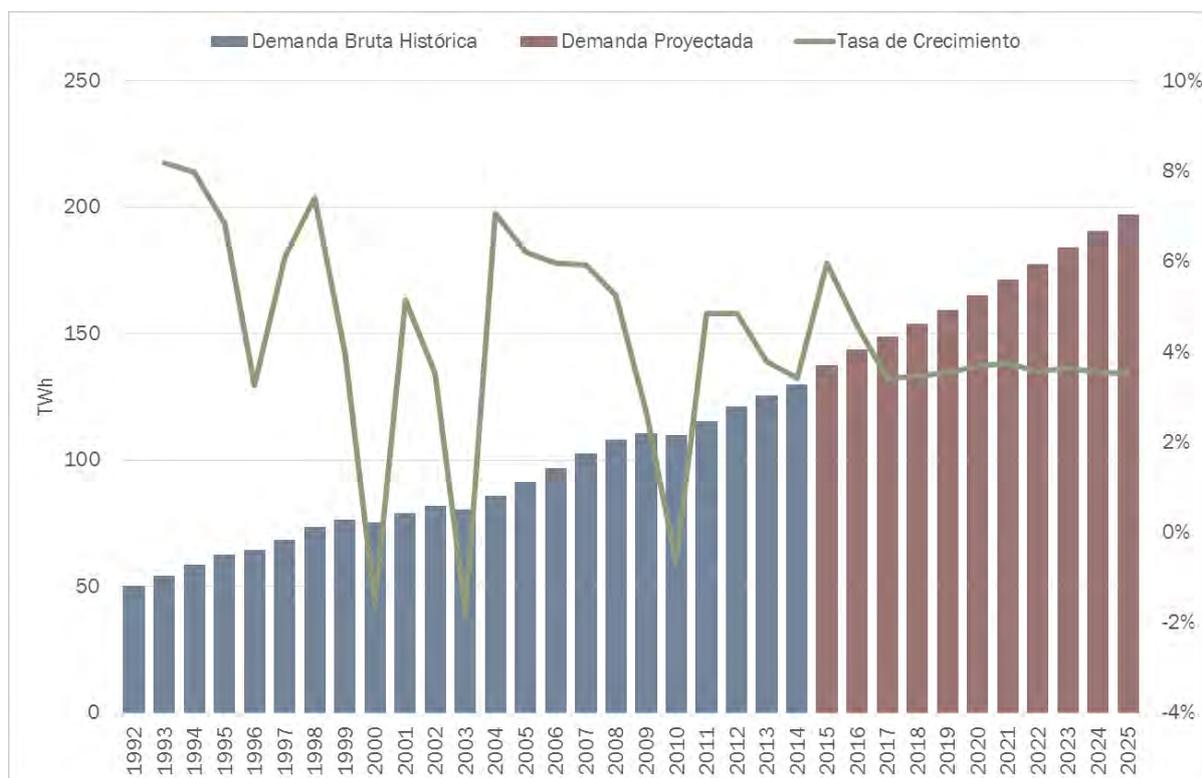
- precios de los combustibles y su disponibilidad (gas natural, GNL, fuel oil y diesel oil, carbón),
- proyección de la demanda,
- introducción de nueva capacidad en el horizonte del estudio.

2. CRITERIOS PARA DETERMINAR EL CASO BASE

2.1 Demanda Proyectada

El escenario de demanda futura es el proyectado consistente con el promedio de la evolución histórica de los últimos 20 años, 3,5 % en promedio por año. La siguiente figura resume la demanda eléctrica histórica y proyectada de Argentina:

Figura N° 45 Proyección de la demanda



(Fuente Mercados Energéticos Consultores - MEC)

2.2 Precios y Disponibilidad de Combustibles

Los principales combustibles de referencia utilizados para generar electricidad en Argentina son el gas natural por ducto, GNL, fuel oil (Bunker), diesel y carbón.

Cabe mencionar que no es de interés del presente trabajo evaluar el costo de oportunidad de la energía en el SADI, de manera de calcular el costo marginal real del sistema (costo “real” de la unidad de mayor costo necesaria para abastecer la demanda del sistema), considerando los precios y disponibilidades reales de los diversos combustibles utilizados en la generación eléctrica en el mercado eléctrico mayorista argentino, sino que es de interés el resultado de los costos medios operativos para el abastecimiento (combustibles), y que si son presentados como resultados del despacho. En caso de ser necesario se debería al menos considerar el análisis lo establecido en Resolución S.E. N° 240/2003²⁵.

²⁵ De acuerdo a la regulación actual de Argentina, y puntualmente por lo establecido en la Resolución S.E. N° 240/2003, el precio mayorista de la energía se calcula utilizando el concepto de costo marginal del sistema pero bajo la consideración de libre disponibilidad de gas natural local. Esto implica que el costo variable de producción de las centrales eléctricas, a los fines del cálculo del precio spot, se calcula a partir del precio del gas local (en la actualidad en valores cercanos a los 3 USD/MMBtu) y considerando el mismo está disponible en cantidades suficientes para todas las unidades del sistema sin importar cuál



En el uso de combustibles es necesario considerar los precios de referencia y la evolución esperada para el período de estudio, y los combustibles líquidos tienen una correlación directa con los *commodities* energéticos internacionales²⁶. En cuanto a las presunciones y proyecciones que se adoptarán en cada caso, la siguiente tabla presenta la proyección de precios de los combustibles internacionales (*commodities*) del Banco Mundial (a Octubre 2015). Estos precios internacionales se emplearon para proyectar los costos de combustibles locales.

Tabla 11 Precios futuros de los combustibles internacionales (en USD constantes de 2015)

World Bank Forecast (USD constante de 2015)

Commodity	Unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón, Australia	USD/ton	58.0	49.2	50.1	51.3	52.3	53.5	54.6	55.8	57.0	58.1	59.3
Petróleo Spot (Promedio)	USD/bbl	52.5	50.4	52.7	55.1	57.6	60.1	62.8	65.6	68.6	71.7	74.8
Gas Natural, Europa	USD/MMbtu	7.4	7.4	7.4	7.5	7.5	7.5	7.5	7.6	7.6	7.6	7.6
Gas Natural, US (HH)	USD/MMbtu	2.9	3.0	3.2	3.4	3.6	3.8	4.0	4.2	4.5	4.8	5.1
LNG Japón	USD/MMbtu	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.1	10.1

Fuente: Banco Mundial, Octubre 2015

A continuación, presentamos la evolución esperada de los precios de los combustibles para el Caso Base:

- **Gas Natural Local:** supone el precio informado por CAMMESA en la programación estacional de Octubre 2015. También se adoptan diferenciales de precio para cada cuenca gasífera y cada región de gas del sistema. Históricamente el precio de gas natural local fue fijado por la regulación políticamente, no estando correlacionado con el precio internacional de los combustibles. Por tal razón, a los fines de estudio realizado, el precio se mantuvo en valores similares a los actuales, cercanos a 3 USD/MMBtu, en dólares constantes del 2015 (no se considera inflación).
- **Gas Natural “plus”:** Se asumieron los valores observados durante el 2015 de venta a generadores eléctricos informados en el MEGSA (Mercado Electrónico de Gas S.A.).
- **GNL:** La estimación se basa en una fórmula empírica de mercado aplicada en la región, que agrega aproximadamente 5 USD/MMBTU al precio Henry Hub (HH) del

es el combustible que realmente está utilizando en la generación.

A su vez, la Resolución S.E. N° 240/2003, para el cálculo del precio spot, establece un precio máximo de 120 AR\$/MWh. Debido al aumento en los costos de variables de producción de las centrales de operación, el precio spot refleja casi en la totalidad de las horas, el precio máximo establecido de 120 AR\$/MWh.

La diferencia entre los costos reales de producción (considerando el combustible realmente utilizado por las centrales) y el precio de la energía (hoy en 120 AR\$/MWh) se acumula en la cuenta “Sobrecostos Transitorios del Despacho” y luego, dividido por la totalidad de la energía del sistema, es considerado en el precio monómico de la energía.

²⁶ Esto es porque la central que margina (la última central en el orden de mérito que es despachada para suministrar la demanda adicional) es generalmente una central térmica o hidroeléctrica con un “valor del agua” equivalente al costo de oportunidad de despachar una central térmica en el futuro.

gas. Este valor tiene en cuenta el 15% del precio HH, que representa las pérdidas en el proceso de licuefacción. De esta manera se obtiene un rango de valores para el GNL de entre 8 y 10 US\$ / MMBTU a lo largo del horizonte de estudio.

- **Importación de Gas Natural desde Bolivia**: supone que los precios de importación se encuentran en equilibrio con el costo del gas natural licuado importado.
- **Shale Gas de “Vaca Muerta”**: supone un precio de Shale Gas de 8.5 USD/MMBtu que representa el costo de desarrollo medio de Vaca Muerta según información de mercado. Este valor es similar al precio estimado para el GNL.
- **Combustibles líquidos**: Se trata de *commodities* comerciados en mercados internacionales y guardan una correlación directa con los precios del petróleo. Se utiliza los precios de bunker y diesel internacionales proyectados a partir de la hipótesis de evolución del crudo pronosticada por el Banco Mundial. Luego se suman los costos de flete, importación y comercialización según lo establecido por CAMMESA en sus procedimientos.
- **Carbón**: Según lo establecido por CAMMESA en sus procedimientos, el precio de referencia del carbón utilizado en la generación eléctrica está relacionado con el precio del Fuel Oil a igualdad energética más un descuento.
- **Nuclear**: El precio del Uranio para generación se asume similar al establecido por CAMMESA en la programación estacional de Noviembre 2015.

Finalmente, la siguiente tabla presenta la proyección de precios en el punto de referencia para los diversos combustibles utilizados.

Tabla 12 Precios de los combustibles en punto de referencia (en USD constantes de 2015)

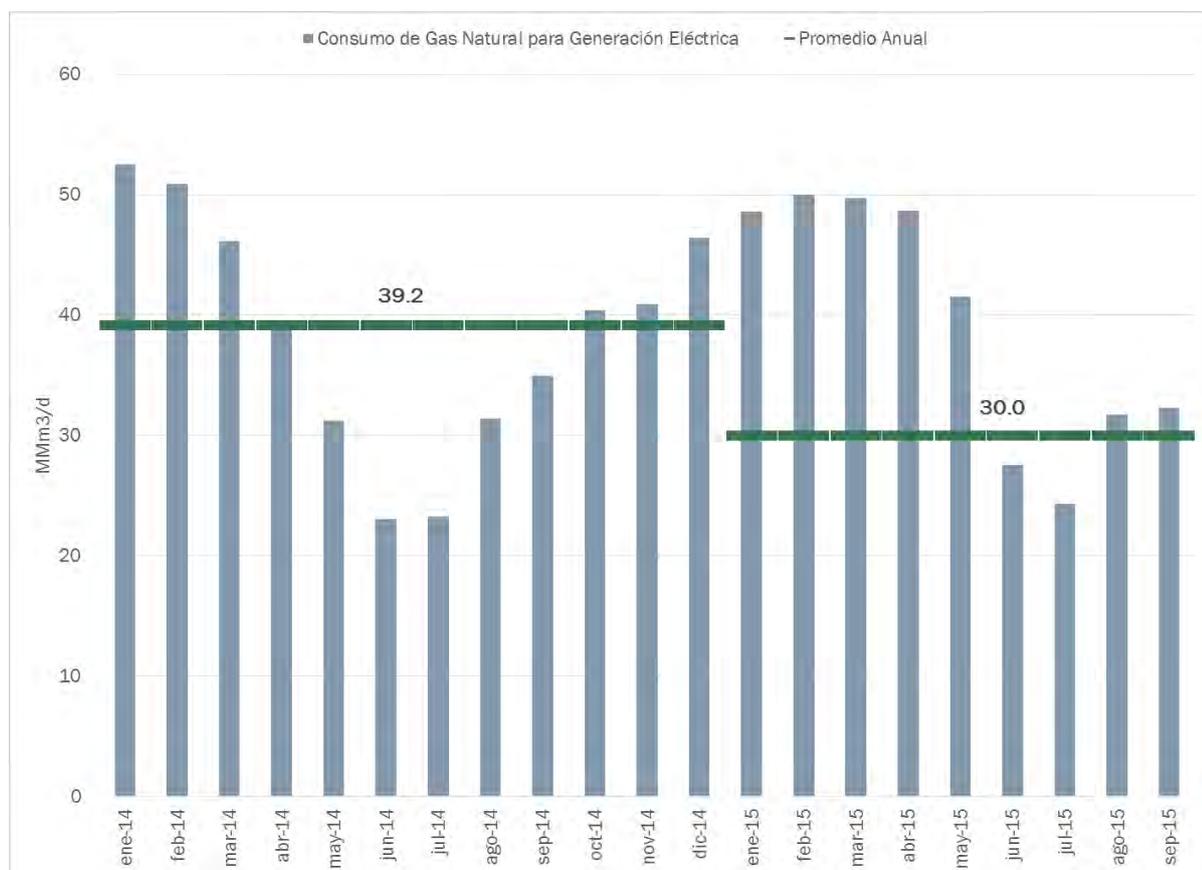
Precios de los Combustibles en punto de Referencia (USD constante de 2015)		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Gas Natural (Cuenca Austral)	USD/MMbtu	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
Shale Gas (Vaca Muerta)	USD/MMbtu						8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5
LNG	USD/MMbtu	8.4	8.5	8.7	9.0	9.2	9.5	9.7	10.0	10.3	10.6	10.9
Fuel Oil	USD/bbl	57.7	55.2	57.1	58.9	61.0	63.0	65.2	67.5	69.7	72.2	74.6
Diesel	USD/bbl	71.1	68.1	71.3	74.6	78.1	81.7	85.3	89.3	93.4	97.7	102.1

(Fuente MEC)

En cuanto a disponibilidad de gas natural para generación eléctrica se supuso que el gas doméstico convencional para generación será el remanente luego de abastecer a los sectores residencial y comercial en primer lugar y parcialmente a la industria. El resto del gas natural necesario para generación proviene de Bolivia y de GNL re-gasificado.

La disponibilidad total de GNL se asume en niveles similares a los registrados durante el año 2014 durante los primeros 5 años del estudio. A partir del año 2020, se considera que el desarrollo del shale gas de YPF (Vaca muerta) dota de plena disponibilidad de gas al sistema.

Figura N° 46 Disponibilidad mensual de gas natural para generación eléctrica (Ene14 – Sep15)



(Fuente MEC)

Se restringe la disponibilidad de fuel oil a 215.000 Tn/mes y la disponibilidad de diésel a 200.000 m3/semana, según el criterio adoptado por CAMMESA en su programación estacional de Noviembre 2015 – Abril 2016.

Se asume libre disponibilidad del resto de los combustibles.

2.3 Plan de Expansión – Corto/Mediano Plazo

La actual capacidad instalada de generación de Argentina es de 31,611 MW a Septiembre de 2015, 19,299 MW de los cuales provienen de la generación térmica. La demanda es cubierta principalmente con generación térmica, hidroeléctrica y en menor proporción nuclear.

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada actual del sistema argentino.

Tabla 13 Capacidad instalada (Septiembre 2015)

(MW)	TV	TG	CC	DI	Térmicas	HI	NUC	EOL	SOL	TOTAL
CUY	120	90	374	0	584	1071	0	0	8	1663
COM	0	209	1282	73	1564	4692	0	0	0	6256
NOA	261	1008	829	249	2347	217	0	50	0	2614
CEN	200	571	534	105	1410	918	648	0	0	2976
GBA-LIT-	3870	2312	5984	441	12607	945	362	0	0	13914



(MW) BAS	TV	TG	CC	DI	Térmicas	HI	NUC	EOL	SOL	TOTAL
NEA	0	46	0	273	319	2745	0	0	0	3064
PAT	120	160	188	0	468	519	0	137	0	1124
TOTAL	4571	4396	9191	1141	19299	11107	1010	187	8	31611

Fuente: CAMMESA

Las siguientes tablas muestran el plan de expansión considerado en el corto y mediano plazo. Para las centrales hidroeléctricas, se muestran también las centrales anunciadas por el actual Gobierno, ingresando entre los años 2021 y 2025.

El sistema requiere la adición de de generación anual por año de nueva generación para acompañar el crecimiento de la demanda, por lo que se observa que las incorporaciones previstas para los próximos 5 años son ajustadas:

Tabla 14 Plan de expansión (2015-2020)

	Hidroeléctrica	Térmica	Nuclear	Eólico	Biomasa	Solar	Total	Total
2015	2025	421	401	0	0	0	503	533
2016	0	1,513	0	274	0	0	1,787	1,787
2017	2017	280	280	325	325	34	609	669
2018	0	0	0	100	8	0	108	108
2019	2019	0	0	260	280	68	308	318
2020	1,140	0	0	100	0	0	1,240	1,240
TOTAL	1,202	2,264	29	1,050	110	0	4,655	4,655

Planta	Tipo	Combustible	Capacidad Adicional MW	Inicio de Operaciones
Hidroeléctrica			2,882	
Punta Negra	Hidroeléctrica		62	nov-15
Nestor Kirchner (Ex Condor Cliff)	Hidroeléctrica		1,140	ene-20
Jorge Copernic (Ex La Barrancosa)	Hidroeléctrica		600	ene-21
Chihuido I	Hidroeléctrica		435	ene-22
Chihuido II	Hidroeléctrica		205	ene-23
Los Blancos I y II	Hidroeléctrica		440	ene-24
Térmica Convencional			2,264	
Guillermo Brown	Turbina Gas	Gas/Diesel	300	oct-15
Loma de la Lata	Turbina Gas	Gas/Diesel	100	dic-15
Energía Delivery NEA	Mot. Diesel	Diesel	56	dic-15
Loma de la Lata	Mot. Diesel	Diesel	15	dic-15
Vuelta de Obligado (Cierre CC)	Ciclo Combinado	Gas/Diesel	280	mar-16
Río Turbio	Turbina Vapor	Carbón	120	abr-16
Ensenada de Barragán (Cierre CC)	Ciclo Combinado	Gas/Diesel	273	may-16
Brigadier Lopez (Cierre CC)	Ciclo Combinado	Gas/Diesel	280	may-16
General Belgrano II	2 x Turbina de Vapor	Gas/Diesel	560	dic-16
General Belgrano II (Cierre CC)	Ciclo Combinado	Gas/Diesel	280	dic-17
Nuclear			29	
Carem Nuclear	Nuclear	Nuclear	29	ago-17
Renovable No Convencional (EPNC)			1,160	

(Fuente MEC)



Los principales proyectos de corto plazo son:

- Las centrales General Belgrano II (Campana, Buenos Aires): perteneciente a ENARSA. En construcción.
- Central Térmica Vuelta de Obligado: de la empresa ENDESA-SADESA, en Timbúes, Santa Fe. Forma parte del acuerdo con los generadores 2008-2011 (FONINVEMEM II), bajo la modalidad de Contrato según Resolución 220/2007. Renta en función de la tasa Libor a 30 días + 5% en USD.
- Central Térmica Guillermo Brown: de la empresa AES Argentina. Localizada en Gral. Cerri, en las cercanías de Bahía Blanca (Buenos Aires). Forma parte del acuerdo con los generadores 2008-2011 (FONINVEMEM II), bajo la modalidad de Contrato según Resolución 220/2007. Renta en función de la tasa Libor a 30 días + 5% en USD.
- Las centrales Brigadier Lopez (Sauce Viejo, Santa Fe) y Ensenada de Barragán (Ensenada, Buenos Aires): pertenecientes a ENARSA. Contrato bajo la modalidad de Resolución 220/2007 entre CAMESA y ENARSA.
- CT Loma de la Lata: de la empresa Pampa Energía. A partir del acuerdo para el incremento de la disponibilidad de generación térmica firmado en 2014 (FONINVEMEM III). Inversión en una nueva turbina de gas de alta eficiencia de 100 MW y dos motores diésel por 15 MW.

2.4 Plan de Expansión – Largo Plazo

En el largo plazo, los nuevos ingresantes dependerán de los costos de la expansión del sistema, los precios proyectados de los combustibles, el crecimiento de la demanda y las consideraciones de política energética, especialmente aquellas relacionadas con la evolución del precio del mercado y del precio monómico, la intervención del estado en las inversiones y la diversificación de la matriz energética.

En el presente estudio se supone que, en el largo plazo, las incorporaciones de equipamiento adicional se realizan a través de contratos de largo plazo cuyo precio refleja el costo de desarrollo de las tecnologías seleccionadas. Además, se supone que en el largo plazo, ambos mercados – spot y de contratos – están arbitrados, es decir, sus precios son similares.

Esto implica que la remuneración media que recibe un nuevo generador por la venta de energía y la remuneración de potencia en el mercado spot cubrirá el costo de desarrollar la tecnología más eficiente (costo total mínimo– CAPEX más OPEX) y dará la señal de precio que viabilice los proyectos de nuevos entrantes.

En forma paralela, se verifica que en el largo plazo, los márgenes de reserva del sistema sean superiores al 30% con la finalidad de superar los niveles mínimos de seguridad de suministro.

2.5 Transmisión

La herramienta de modelado considera la actual red de líneas de transmisión de alta



tensión y, a futuro, se supone que la expansión de la capacidad de transmisión acompañará el ritmo de crecimiento de la oferta, cumpliendo con los últimos proyectos parte del Plan Energético Nacional y otros requisitos de transmisión relativos al desarrollo de la generación y el crecimiento de la demanda.

2.6 Intercambios con los países vecinos

Con la finalidad de analizar el costo de oportunidad que afronta el proyecto de interconexión analizado, en esta primera etapa no se consideran interconexiones con otros países. Los costos operativos proyectados representan los costos propios del SADI.



ANEXO V

1. REFERENCIAS DE LOS CASOS

Los siguientes gráficos resume la evolución de los resultados para los casos con ingreso de generación eólica del 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, y 30%, como porcentaje del escenario de mínima demanda propuesta inicialmente para estudios eléctricos. Los porcentajes tienen como base la potencia de 12720 MW que corresponde al escenario más desfavorable desde el punto de vista de los estudios eléctricos, por tener el mínimo parque rotante de unidades con capacidad de regulación y menor recurso de control de tensión del SADI.

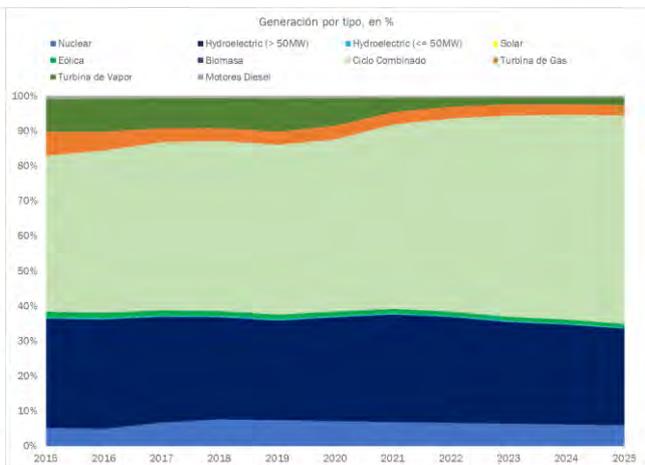
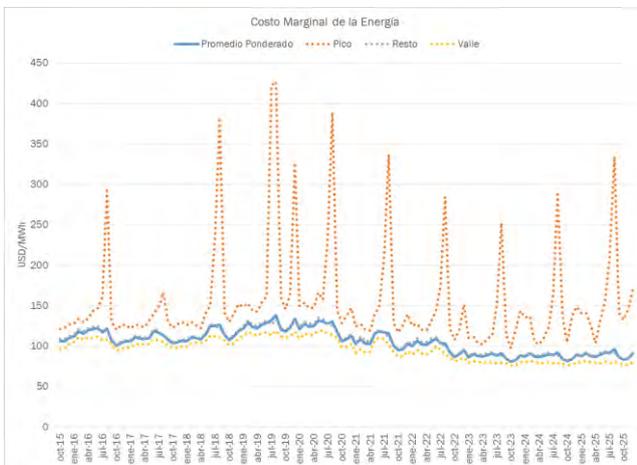
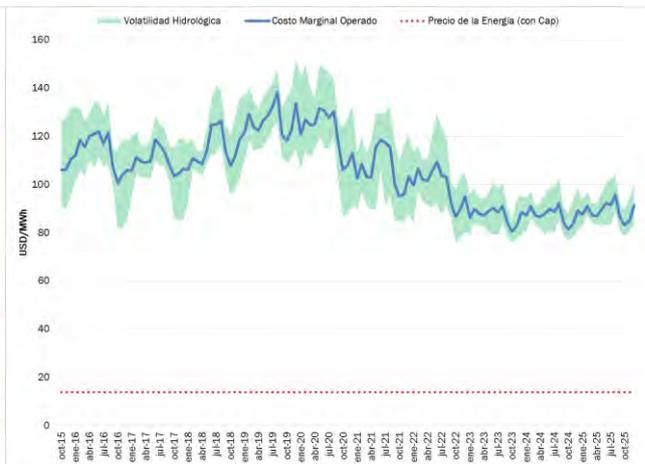
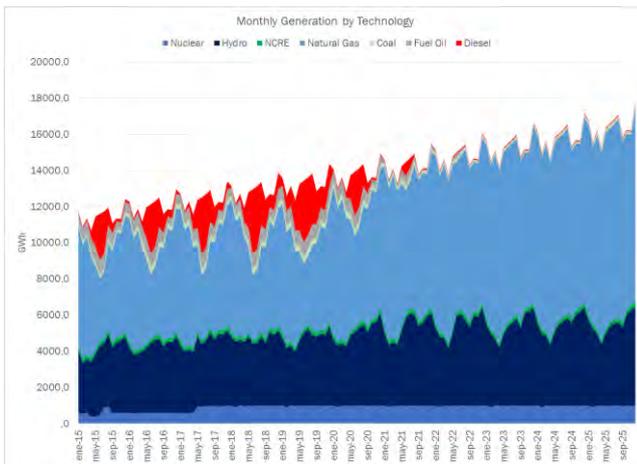
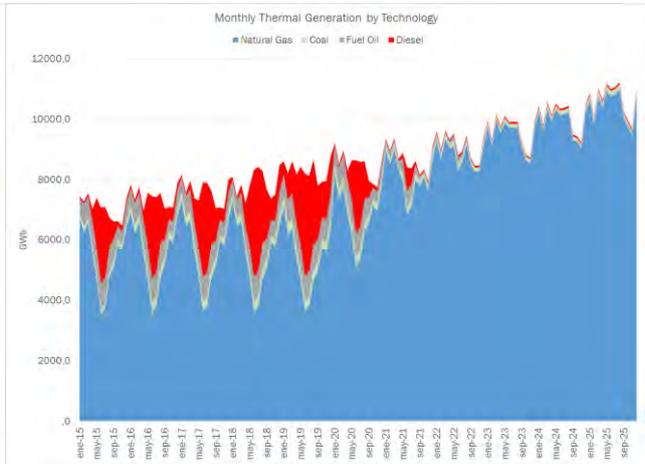
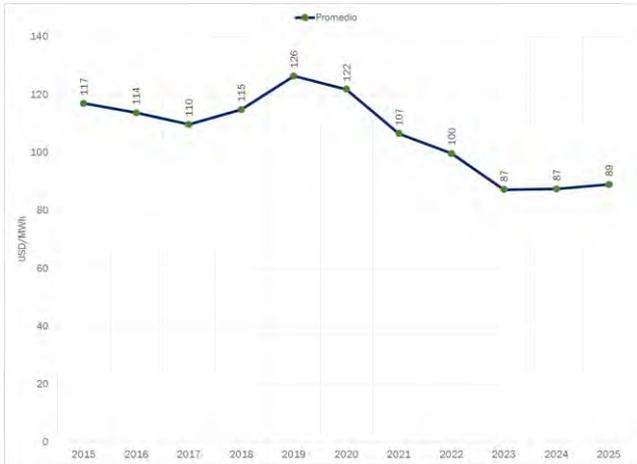
Los gráficos presentan para cada caso simulado las siguientes variables explicativas:

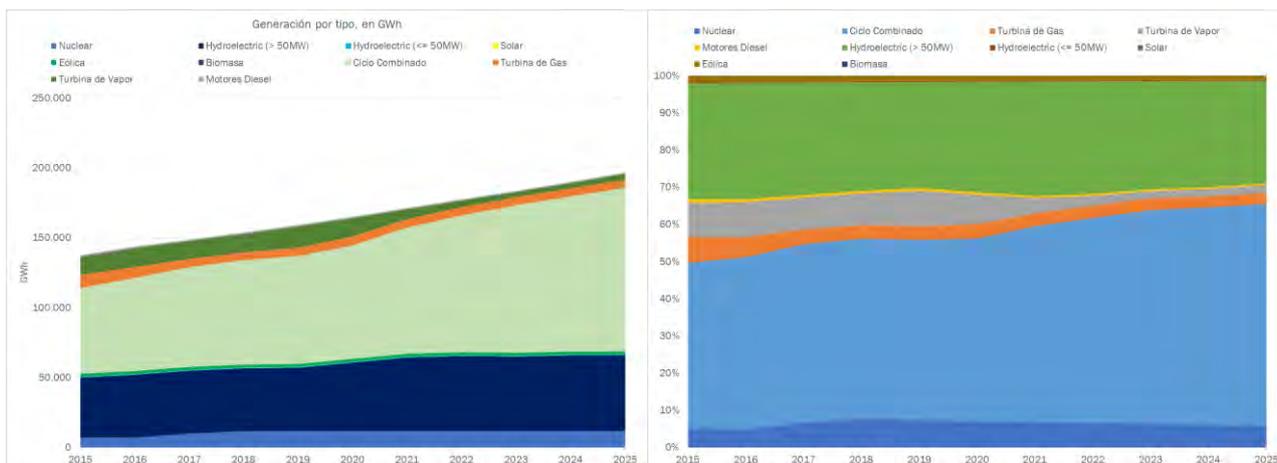
1. Promedio del costo marginal anual de la energía.
2. Generación térmica mensual por tecnología.
3. Generación mensual por tecnología.
4. Costo marginal operado mensual, volatilidad hidrológica y precio de la energía (con Cap).
5. Costo marginal de la energía mensual de los bloques horarios.
6. Generación porcentual anual por tipo de tecnologías.
7. Generación anual por tecnología.
8. Potencia porcentual anual por tipo de tecnologías.
9. Consumo de combustible en MMm³ equivalente de gas natural.
10. Promedio del costo marginal anual de la energía de los bloques horarios.

Los siguiente gráficos de resultados corresponden a elaboración propia.

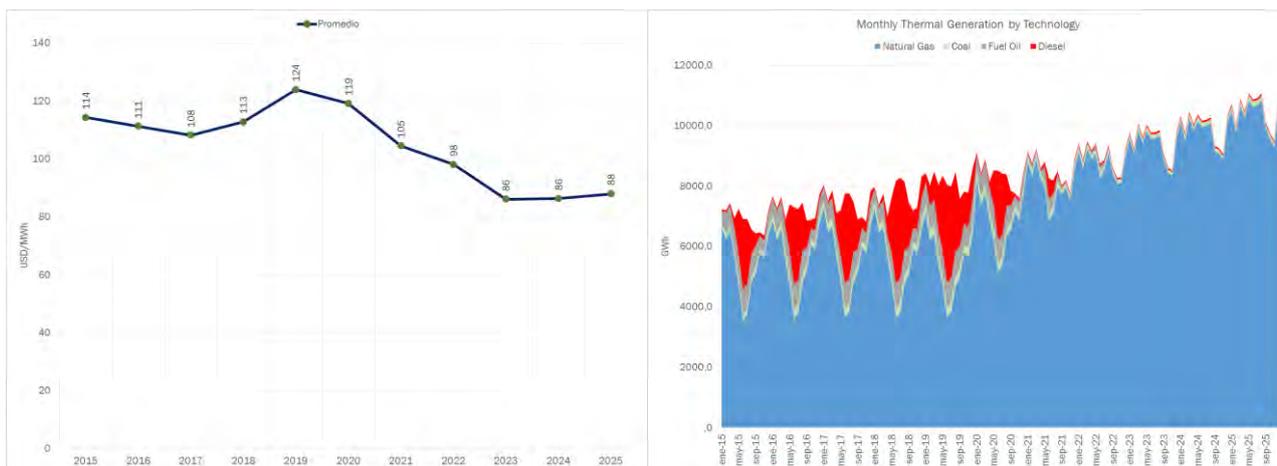
2. RESULTADOS CON 3 % DE RESERVA ROTANTE

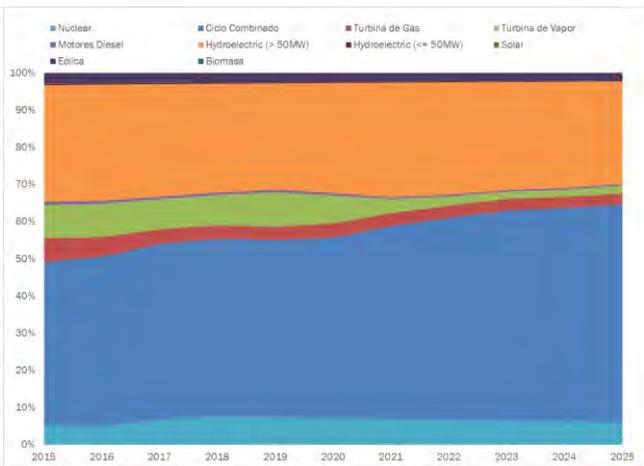
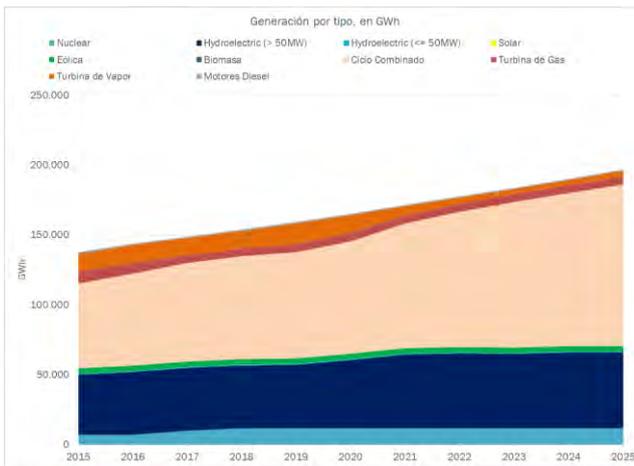
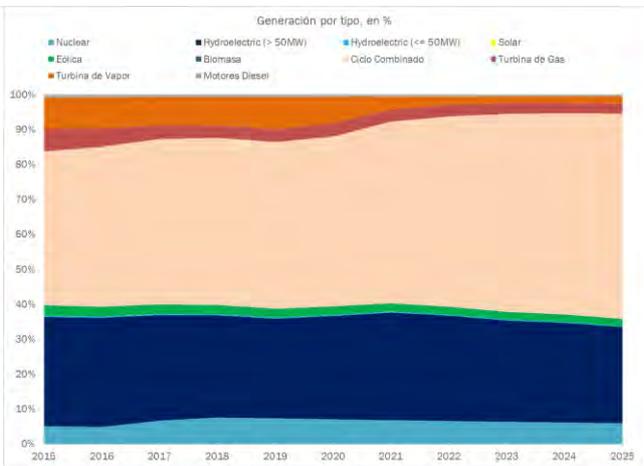
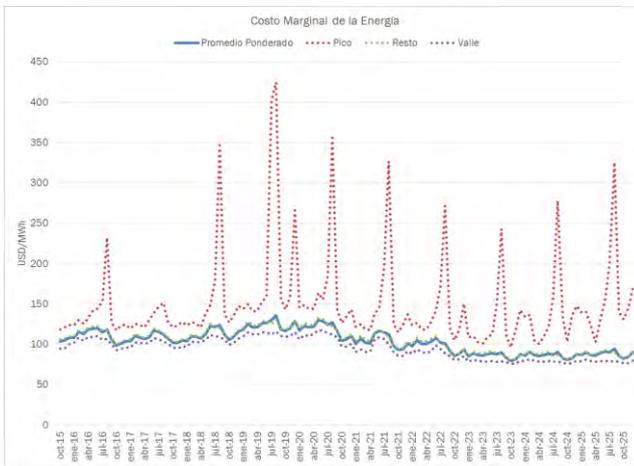
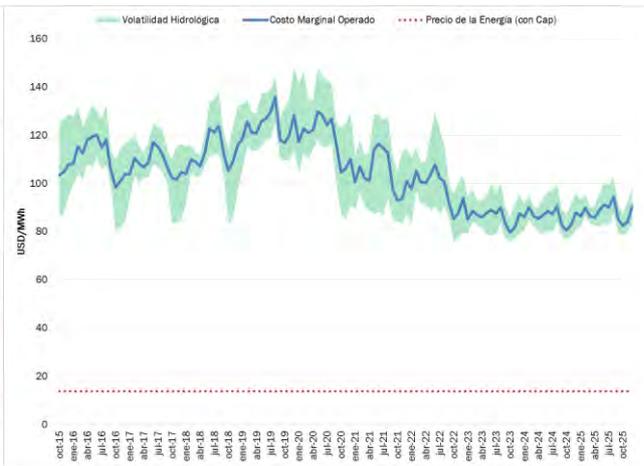
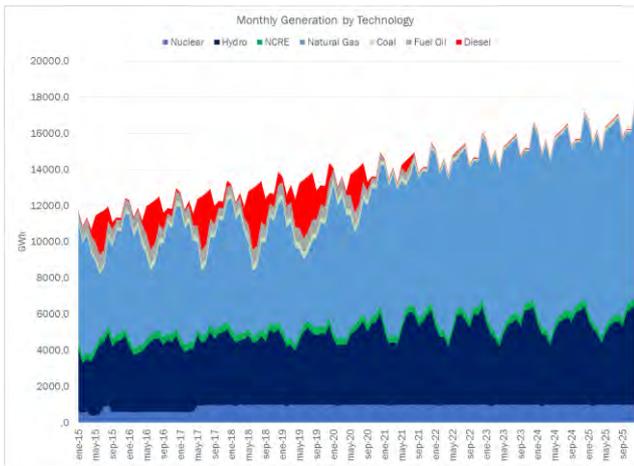
2.1 Caso con 5% de generación eólica

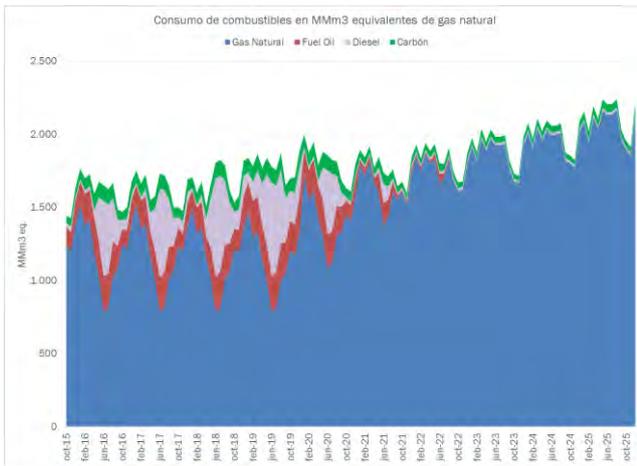




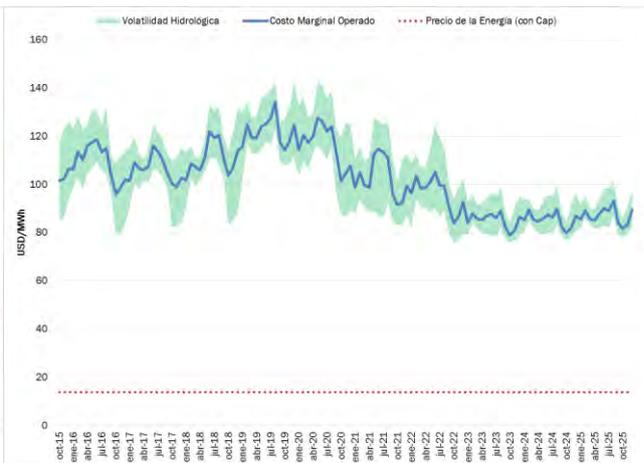
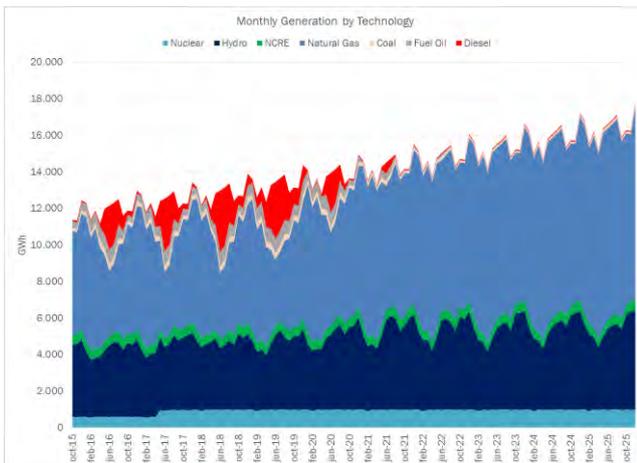
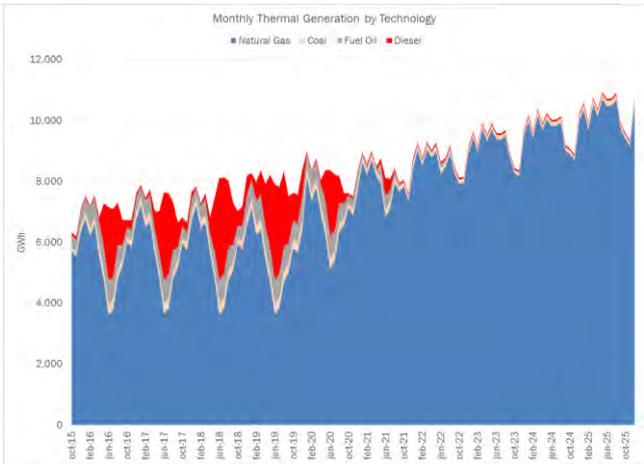
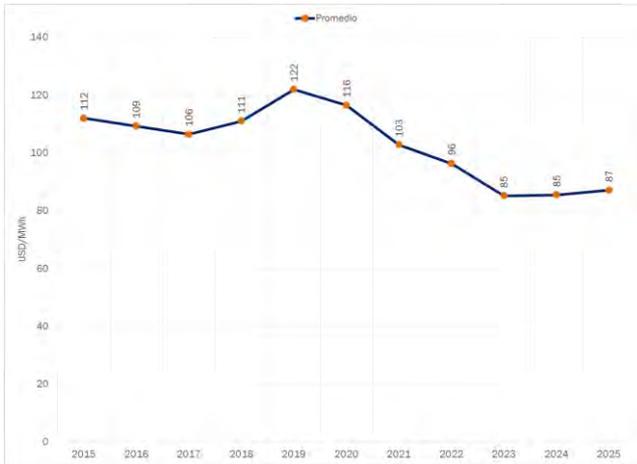
2.2 Caso con 10% de generación eólica

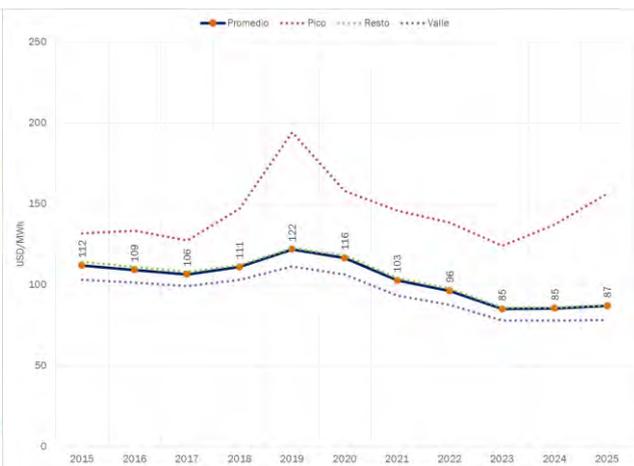
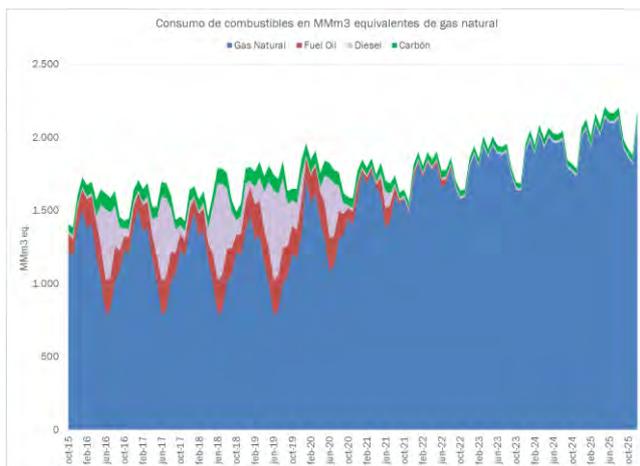
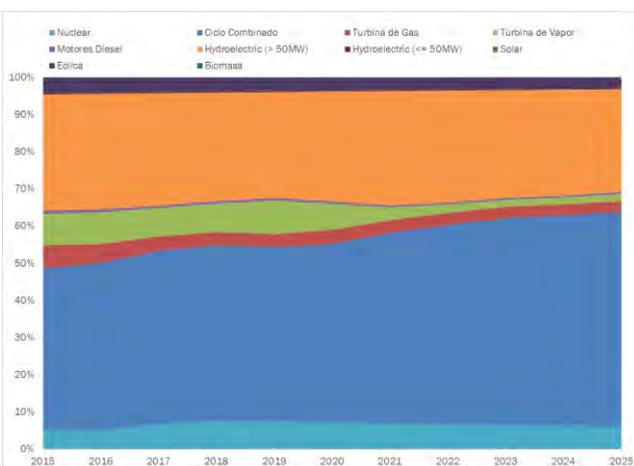
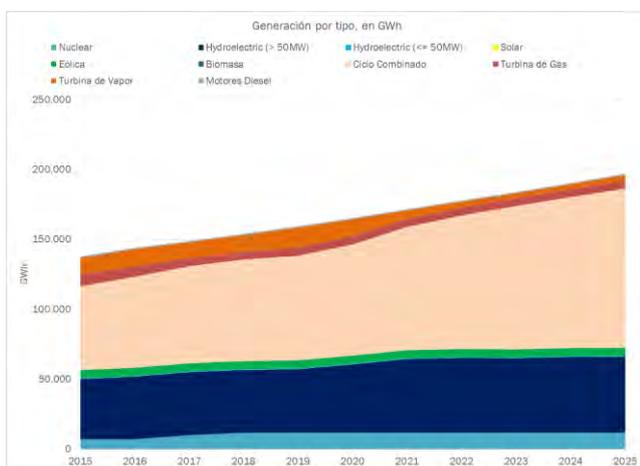
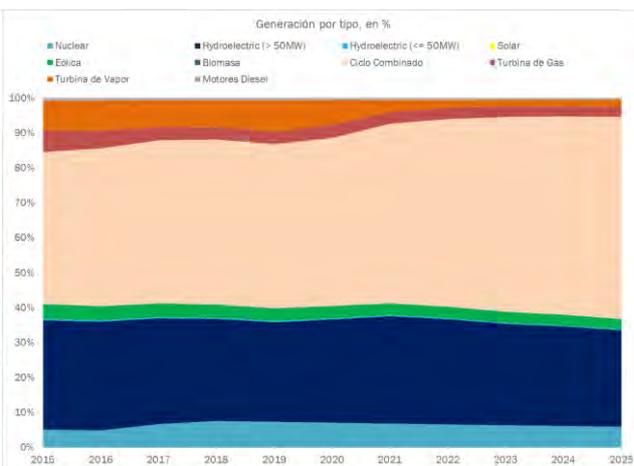
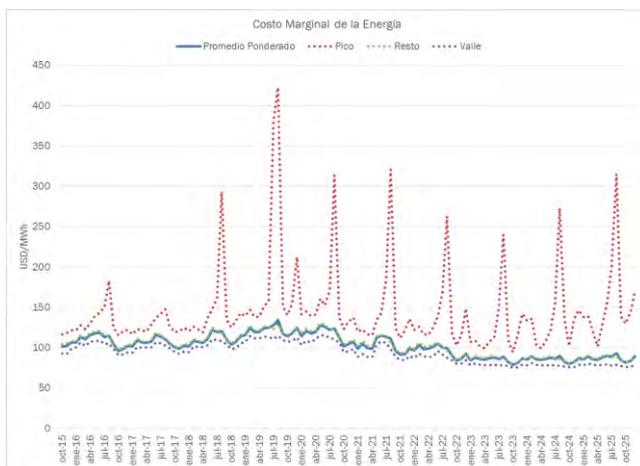




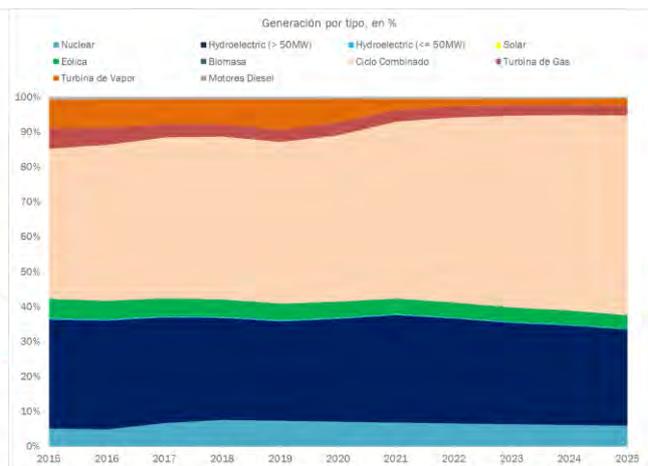
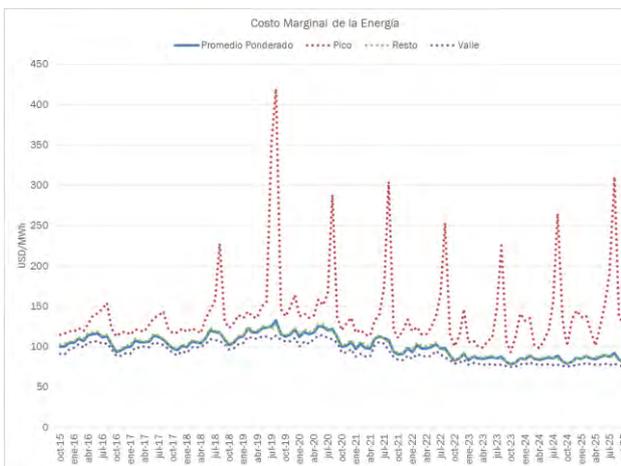
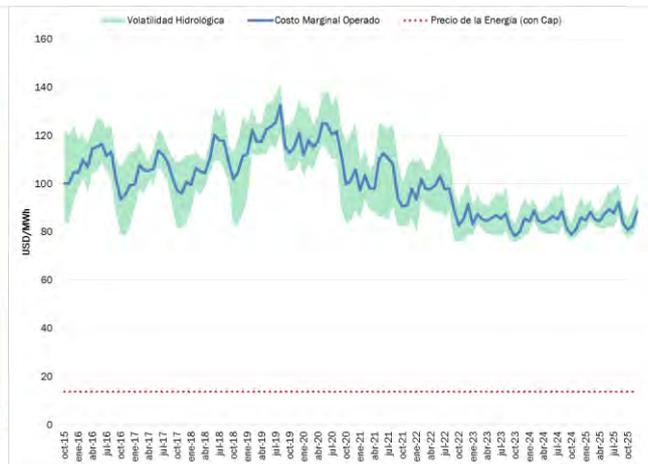
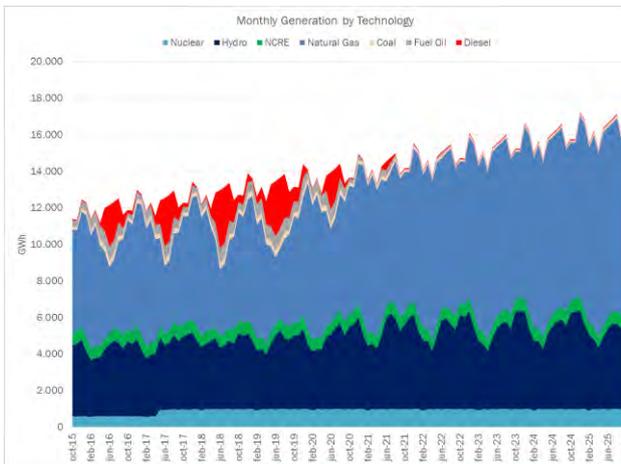
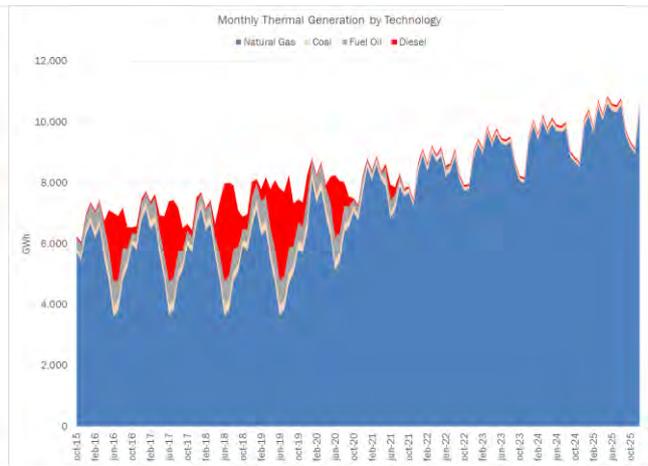
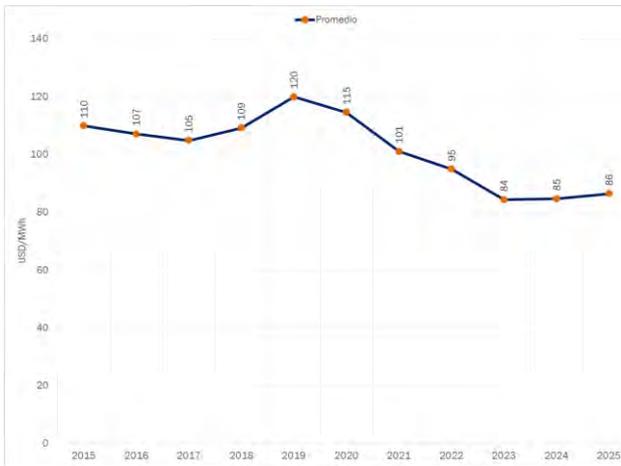


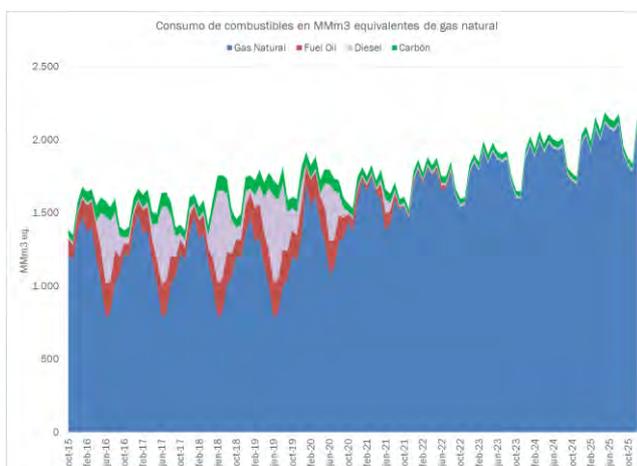
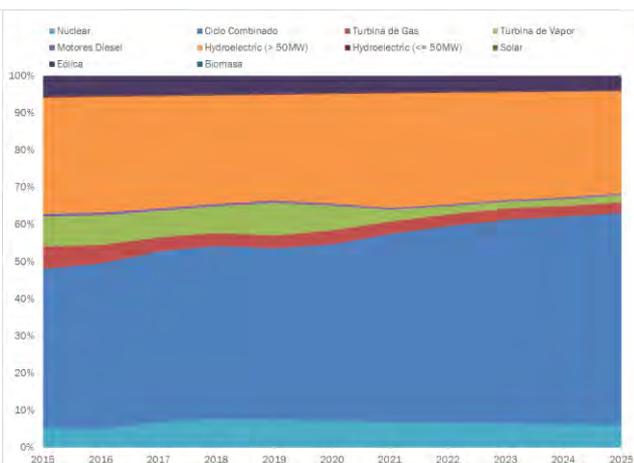
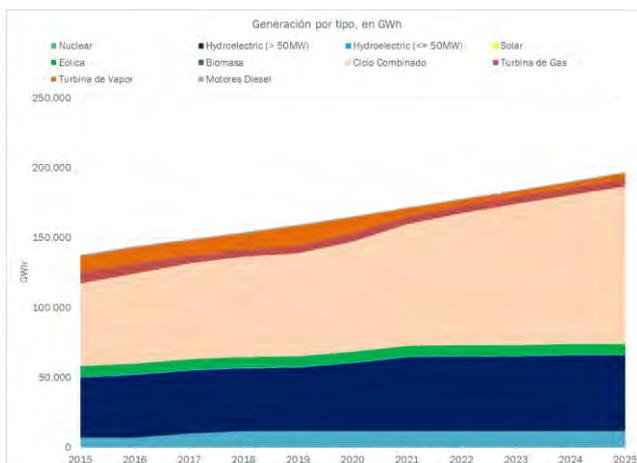
2.3 Caso con 15% de generación eólica



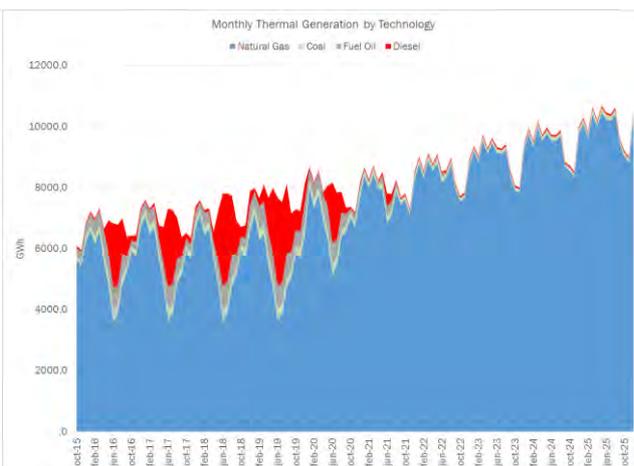
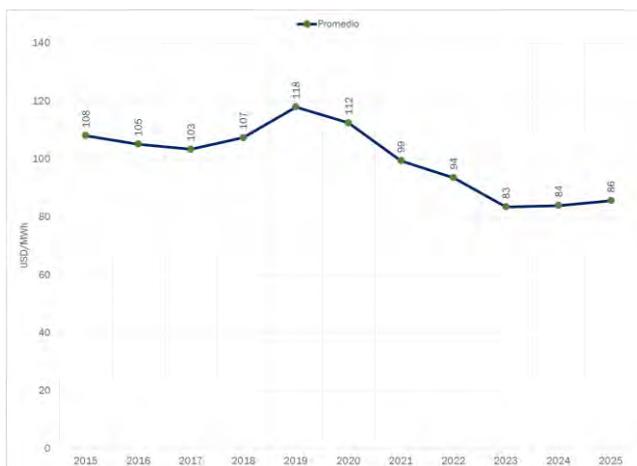


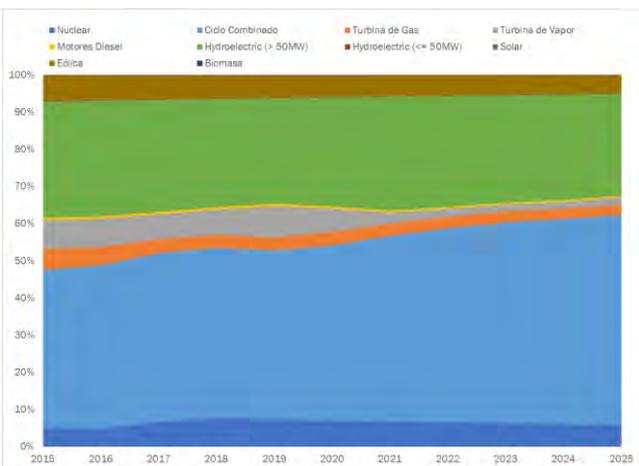
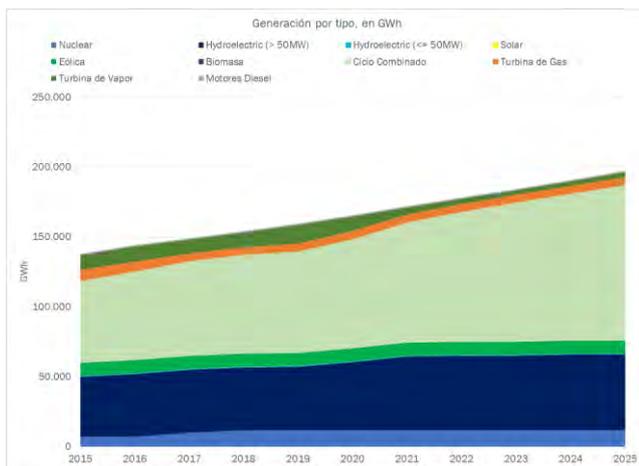
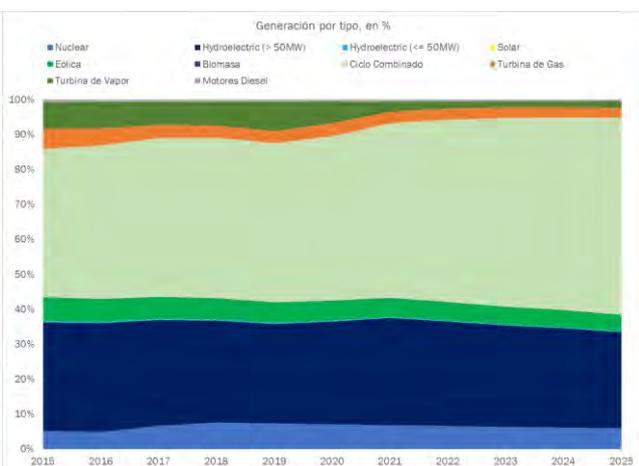
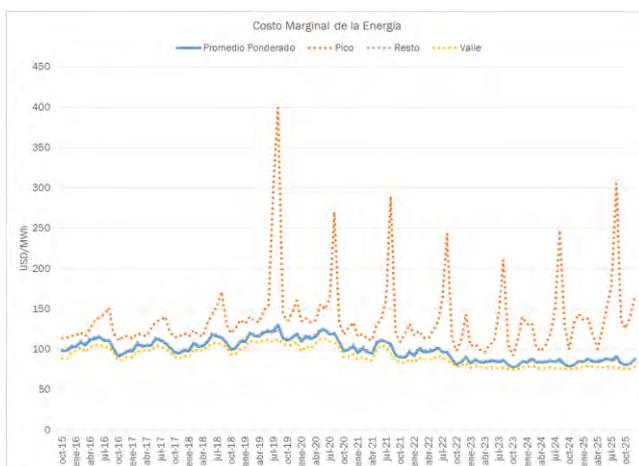
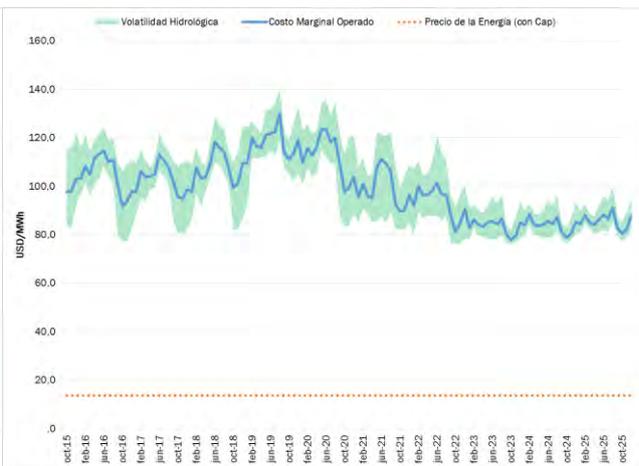
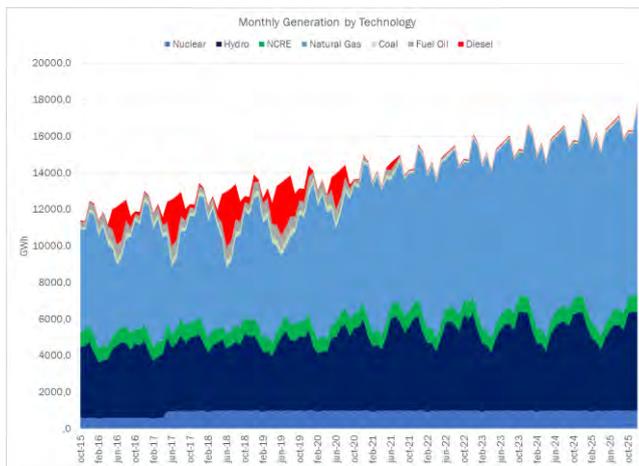
2.4 Caso con 20% de generación eólica

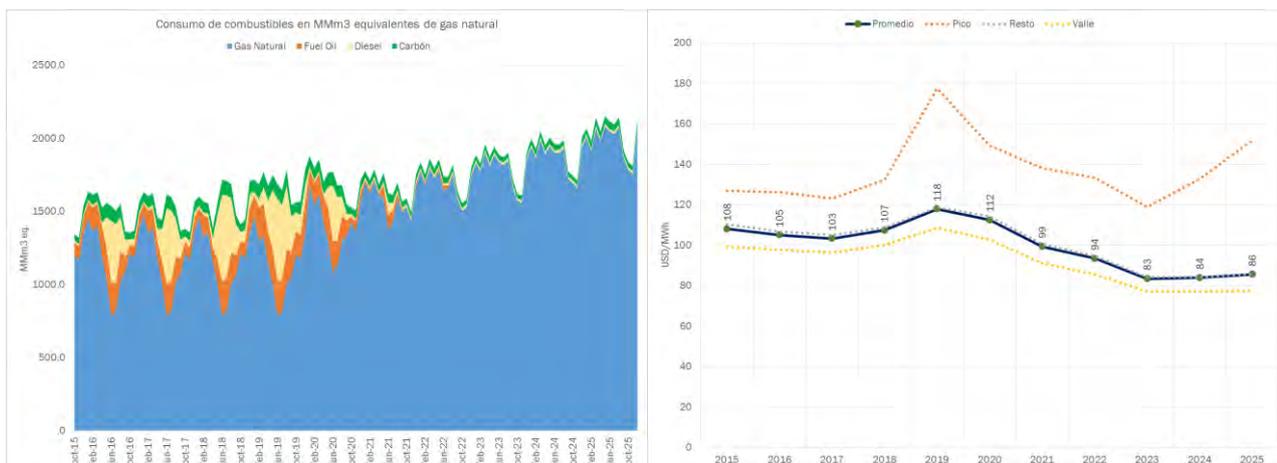




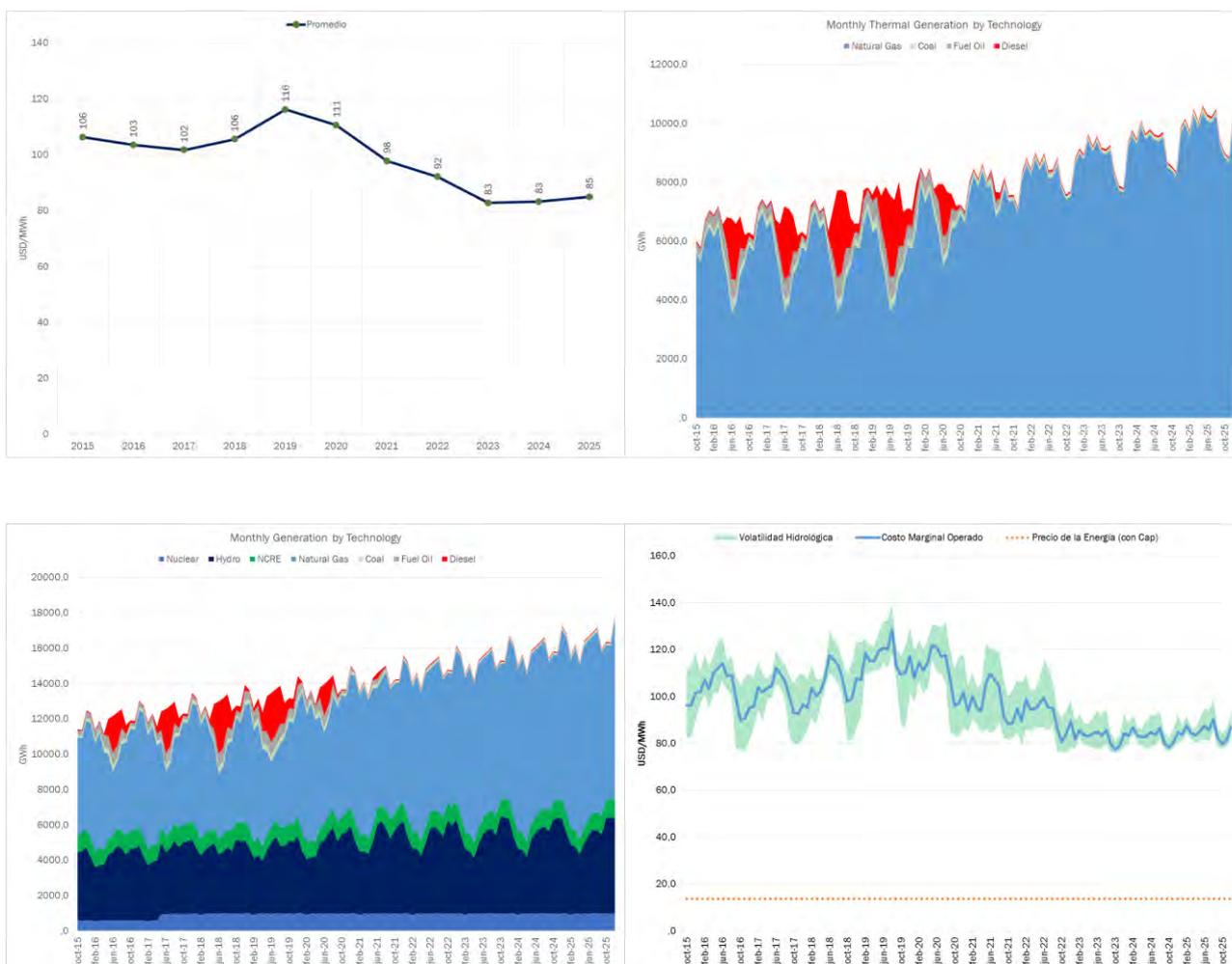
2.5 Caso con 25% de generación eólica

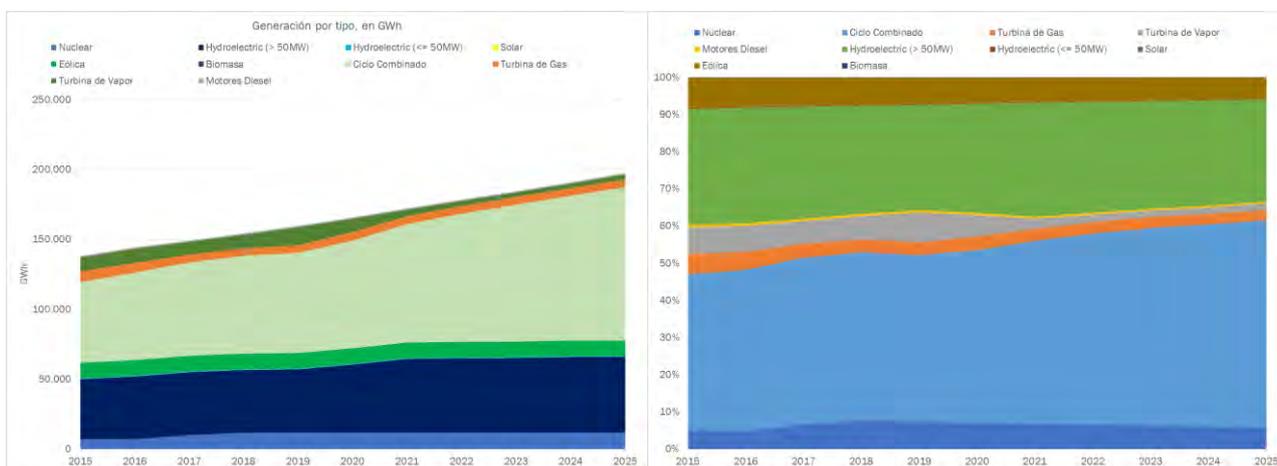
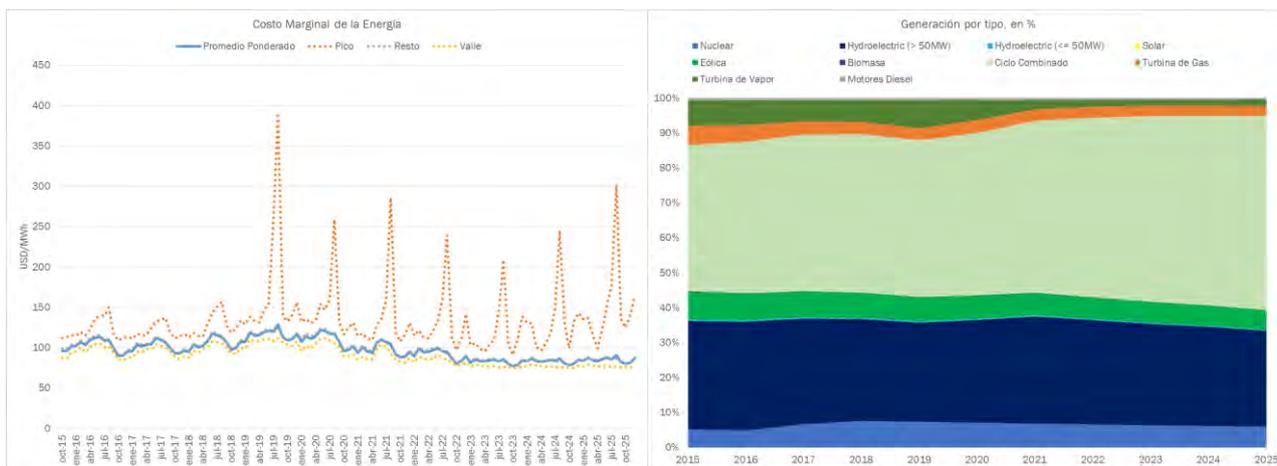






2.6 Caso con 30% de generación eólica





2.7 Caso con 30% de generación eólica, ingreso progresivo

