

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO INCORPORANDO GENERACIÓN EÓLICA CON ESCENARIOS DE DEMANDA, GENERACIÓN Y CONTINGENCIAS


Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Redes Eléctricas Inteligentes

Autor:

José Geovanny Pachari Pacheco

Director:

Danny Vinicio Ochoa Correa

ORCID:  0000-0001-5633-1480

Cuenca, Ecuador

2024-20-01

Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia a nivel mundial, tienden a tener responsabilidad ambiental y soberanía energética, con la incorporación de energía renovables no convencionales e ingresando problemáticas de índole técnico - operativo. Al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI) se analizó considerando el caso base y 4 escenarios; el caso base establece el sistema actual con generación térmica, hidráulica y eólica con 66.6MW y una demanda del sistema de 4261.20MW, se cubrió la demanda con una aportación de 91% de generación hidráulica, 8% de térmica y 1% de eólica; en el escenario 3 con una penetración de generación eólica de 647.19MW, la salida de la unidad U6 de la central Paute Molino y una demanda de 4261.20MW, se cubrió la demanda con 79% hidráulica, 7% térmica y 13% eólica, incumpliendo los límites de frecuencia permitidos por los entes de regulación en un 0.25%; para el escenario 4 considera una penetración de generación eólica de 885.10MW, salida de la unidad U6 de la central Paute Molino y una demanda de 4261.20MW cubierta con 71% hidráulica, 8% térmica y 20% eólica incumpliendo los límites de frecuencia permitidos por los entes de regulación en un 3.5%. Se realiza simulaciones en Simulink Matlab con: Criterios del caso base y los 4 escenarios considerados, agentes de generación más representativos del SNI ecuatoriano y un sistema de contribución al Control Primario de Frecuencia (CPF) para la generación eólica con inercial virtual; se obtiene mejoras importantes en el aporte a la CPF por el agente de generación eólica.

Palabras clave: potencia eléctrica, simulación de frecuencia, análisis eléctrico



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

Electrical power systems worldwide tend to have environmental responsibility and energy sovereignty, with the incorporation of non-conventional renewable energy and introducing technical-operational problems. The Ecuadorian National Interconnected System (SNI) was analyzed considering the base case and 4 scenarios; The base case establishes the current system with thermal, hydraulic and wind generation with 66.6MW and a system demand of 4261.20MW, the demand was covered with a contribution of 91% hydraulic generation, 8% thermal and 1% wind; In scenario 3 with a wind generation penetration of 647.19MW, the output of unit U6 of the Paute Molino plant and a demand of 4261.20MW, the demand was covered with 79% hydraulic, 7% thermal and 13% wind, failing to comply the frequency limits allowed by regulatory entities at 0.25%; For scenario 4, it considers a wind generation penetration of 885.10MW, output from unit U6 of the Paute Molino plant and a demand of 4261.20MW covered with 71% hydraulic, 8% thermal and 20% wind, failing to comply with the frequency limits allowed by regulatory entities by 3.5%. Simulations are carried out in Simulink Matlab with: Base case criteria and the 4 scenarios considered, generation agents most representative of the Ecuadorian SNI and a contribution system to the Primary Frequency Control (CPF) for wind generation with virtual inertial; Important improvements are obtained in the contribution to the CPF by the wind generation agent.

Keywords: power electric, simulink frequency, electrical analysis



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

Abstract	3
Índice de contenido	4
Índice de figuras.....	8
Índice de tablas	11
1 Generalidades y marco teórico	14
1.1 Introducción.....	14
1.2 Antecedentes.....	15
1.3 Justificación	17
1.4 Problemática.....	17
1.5 Objetivo.....	18
1.5.1 Objetivo General.....	18
1.5.2 Objetivos Específicos.....	18
1.6 Alcance.....	19
1.7 Metodología	20
1.7.1 Recopilación de información	20
1.7.2 Escenarios de análisis	21
1.7.3 Escenarios de contingencia	21
1.7.4 Análisis y Simulación	21
1.7.4.1 Primera etapa.....	21
1.7.4.2 Segunda etapa.....	22
1.7.4.3 Tercera etapa.....	22
2 Capítulo 2: Sector eléctrico ecuatoriano	23
2.1 Introducción	23
2.2 Estructura institucional	23
2.2.1 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).....	23
2.2.1.1 Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025.	24
2.2.1.2 Atlas eólico del Ecuador MEER 2013	30
2.2.2 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR).....	31

2.2.2.1	Estadística Anual Multianual 2018	31
2.2.3	<i>Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)</i>	32
2.2.3.1	Procedimientos de despacho y operación (V 2.0)	32
3	Capítulo 3. Sistemas eléctricos de potencia.	39
3.1	Componentes de un sistema eléctrico	39
3.1.1	<i>Generación</i>	39
3.1.2	<i>Transmisión</i>	40
3.1.3	<i>Distribución</i>	40
3.2	Estabilidad de Sistemas Eléctricos	40
3.3	Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia.....	41
3.3.1	<i>Estabilidad angular</i>	42
3.3.1.1	Pequeñas perturbaciones del ángulo del rotor	42
3.3.1.2	Grandes perturbaciones del ángulo del rotor.....	43
3.3.2	<i>Estabilidad de tensión</i>	43
3.3.3	<i>Estabilidad de frecuencia</i>	44
3.4	Control de frecuencia de sistemas eléctricos de potencia	45
3.4.1	<i>Regulación de Frecuencia</i>	46
3.4.1.1	La potencia generada es inferior a la demanda de la carga.	48
3.4.1.2	La potencia generada excede la demanda más pérdidas del sistema.	49
3.4.1.3	La potencia generada y la carga más pérdidas son iguales.	49
3.5	Regulación de frecuencia	49
3.6	Control Primario de Frecuencia (CPF).	50
3.7	Control Secundario de Frecuencia (CSF).....	51
3.8	Control Terciario de Frecuencia (CTF)	51
3.9	Reserva de potencia para CPF Y CSF	51
4	Capítulo 4. Energías renovables no convencionales	53
4.1	Generación eólica	54
4.2	Tecnologías de generación eólica	55
4.2.1	<i>Generador eólico de inducción de velocidad fija</i>	56
4.2.2	<i>Máquinas de inducción doblemente alimentada DFIG</i>	57
4.2.3	<i>Máquina sincrónica de imanes permanentes</i>	58
4.3	Estabilidad de Penetración de ERNC.....	59

5	Capítulo 5. Escenarios de análisis	60
5.1	Generación transmisión y distribución	60
5.1.1	<i>Sistema Nacional Interconectado</i>	<i>60</i>
5.1.2	<i>Fuentes Renovables de Generación</i>	<i>61</i>
5.1.3	<i>Generación convencional</i>	<i>62</i>
5.1.4	<i>Proyección de demanda</i>	<i>63</i>
5.1.5	<i>Escenarios</i>	<i>64</i>
5.1.5.1	Condiciones iniciales	64
5.1.5.2	Casos de estudio	65
5.2	Simulaciones realizadas.....	66
5.2.1	<i>Caso Base</i>	<i>66</i>
5.2.2	<i>Escenario 1</i>	<i>67</i>
5.2.3	<i>Escenario 2</i>	<i>68</i>
5.2.4	<i>Escenario 3</i>	<i>72</i>
5.2.5	<i>Escenario 4</i>	<i>74</i>
5.2.6	<i>Análisis de resultados</i>	<i>76</i>
6	Mejoramiento de la estabilidad de frecuencia del Sistema Nacional interconectado mediante técnica de control de inercia virtual en aerogeneradores.....	81
6.1	Control de aerogeneradores.....	82
6.2	Controladores híbridos.....	82
6.2.1	<i>Controladores híbridos de orden fraccionado.....</i>	<i>83</i>
6.2.2	<i>Controladores híbridos difusos.</i>	<i>83</i>
6.3	Métodos de optimización metaheurísticos	83
6.3.1	<i>Algoritmos recientes y modificados.....</i>	<i>83</i>
6.3.2	<i>Algoritmos híbridos metaheurísticos</i>	<i>84</i>
6.4	Inercia virtual	84
6.4.1	<i>Baterías Redox.....</i>	<i>85</i>
6.4.2	<i>Electrolizadores acuáticos</i>	<i>85</i>
6.4.3	<i>Almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES).</i>	<i>85</i>
6.4.4	<i>Supercapacitores.....</i>	<i>86</i>
6.5	Frecuencia Nadir y tasa de cambio de frecuencia	86

7	Estudio de control primario de frecuencia en la herramienta Simulink de Matlab.....	87
7.1	Modelación agregada del Sistema Nacional interconectado mediante el esquema de control primario de frecuencia (CPF) e implementación en la herramienta Simulink de Matlab.	87
7.2	Simulación de los escenarios propuestos.	89
7.3	Estudio de la contribución de los aerogeneradores al CPF mediante técnicas de inercia virtual	91
8	Conclusiones y Recomendaciones	95
8.1	Conclusiones.....	95
8.2	Recomendaciones.....	96
Referencias	97
Anexos.....		100

Índice de figuras

Fig. 1-1	Esquema de metodología en el análisis.....	20
Fig. 3-1	Elementos representativos de un sistema eléctrico [12].....	39
Fig. 3-2	Clasificación de estabilidad [12].....	41
Fig. 3-3	Oscilaciones de ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones	43
Fig. 3-4	Comportamiento de inestabilidad de frecuencia por pérdida de generación [15]	45
Fig. 3-5	Balance Sistema Eléctrico de Potencia [15].....	46
Fig. 3-6	Sistema de control frecuencia generador síncrono [15]	47
Fig. 3-7	Curva frecuencia vs tiempo salida 2600MW de generación [15]	48
Fig. 3-8	Curva de frecuencia vs tiempo, generación superior a la demanda [15]	49
Fig. 3-9	Respuesta de frecuencia de un SEP por pérdida de un generador [15].....	50
Fig. 4-1	Energías renovables [17]	53
Fig. 4-2	Crecimiento de la capacidad instalada de generación eólica proyectada [17]	54
Fig. 4-3	Potencia eólica y desviación de frecuencia [18].....	55
Fig. 4-4	Máquina de inducción de velocidad fija [18].....	57
Fig. 4-5	Máquina de inducción doblemente alimentada [18]	58
Fig. 4-6	Máquina sincrónica de imanes permanentes [18]	58
Fig. 5-1	Estructura del S.N.I. Power Factory 2021 [22]	61
Fig. 5-2	Puntos de medición de frecuencia en subestaciones.....	65

Fig. 5-3	Frecuencia en 5 barras de S/E del S.N.I. Caso Base.....	67
Fig. 5-4	Frecuencia en 5 barras de S/E del S.N.I. Escenario 1	68
Fig. 5-5	Distribución de puntos de inyección de generación eólica	70
Fig. 5-6	Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 2	71
Fig. 5-7	Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I. – Escenario 2	72
Fig. 5-8	Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 3	73
Fig. 5-9	Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I. – Escenario 3	74
Fig. 5-10	Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 4	75
Fig. 5-11	Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I Escenario 4.....	75
Fig. 5-12	Frecuencia Escenarios de análisis parametrizados	77
Fig. 5-13	Frecuencia Escenarios de análisis parametrizados	79
Fig. 6-1	Metodología para mejorar respuesta a frecuencia	81
Fig. 7-1	Modelo agregado del S.N.I. para estudios de control de frecuencia.....	88
Fig. 7-2	Implementación del modelo agregado del S.N.I. en Simulink Matlab	89
Fig. 7-3	Respuesta dinámica de la potencia inyectada por los agentes de generación del S.N.I. simulada en Simulink de Matlab (Escenario 4)	90
Fig. 7-4	Respuesta dinámica de la frecuencia a los cuatro escenarios de análisis.....	90
Fig. 7-5	Diagrama esquemático del algoritmo de inercia virtual implementado	92
Fig. 7-6	Respuesta dinámica de la potencia inyectada por los agentes de generación del S.N.I. en Simulink de Matlab considerando la participación activa de los aerogeneradores en el control de frecuencia (Escenario 4)	93

Fig. 7-7 Respuesta dinámica de la frecuencia de la red para cada uno de los casos de estudio considerando la participación activa de los aerogeneradores en el control de frecuencia.....94

Índice de tablas

Tabla 1-1	Potencia instalada año 2008 al 2018 [1] [6].....	16
Tabla 1-2	Potencia instalada Año 2022	17
Tabla 2-1	Proyección mensual de potencia en bornes de generación [6]	26
Tabla 2-2	Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I. (MW) [6].....	26
Tabla 2-3	Potencia nominal y efectiva del sistema [6].....	27
Tabla 2-4	Potencia nominal por tipo de energía [6]	27
Tabla 2-5	Proyectos con título habilitante o en construcción [6].....	29
Tabla 2-6	Potencia nominal por tipo de fuente en el año 2018 [10]	31
Tabla 2-7	Centrales incorporadas al S.N.I. periodo 2017-2018 [10]	31
Tabla 5-1	Provincias con potencial eólico importante [22]	62
Tabla 5-2	Unidades de generación en despacho	63
Tabla 5-3	Frecuencia mínima obtenida en las subestaciones	68
Tabla 5-4	Provincias con potencial eólico en el Atlas Eólico del Ecuador	69
Tabla 5-5	Subestaciones a inyectar potencial eólico escenario 2	70
Tabla 5-6	Subestaciones a instalar potencial eólico escenario 2	72
Tabla 5-7	Potencial eólico generado por provincias	75
Tabla 5-8	Frecuencia de referencia en cada escenario	76
Tabla 5-9	Frecuencias máxima y mínima en subestaciones.....	77
Tabla 5-10	RoCoF parámetro de alivio de carga	79
Tabla 7-1	Niveles de participación de las tecnologías de generación para los diferentes escenarios	89

Índices de anexos

Anexo A	Centrales de Generación Existentes potencia nominal y efectiva S.N.I.....	100
Anexo B	Potencial eólico estimado del Ecuador	105
Anexo C	Subáreas del Sistema Nacional Interconectado.....	107
Anexo D	Mapa de distribución de generación eólica en puntos con gran potencial ...	118
Anexo E	Demanda proyectada según hipótesis.....	119
Anexo F	Repotenciación de la infraestructura del S.N.I. Huascachaca y Villanaco ...	120

Agradecimientos

En este largo camino no enfocada a un título, más sí, al aprendizaje de la vida, a los que están, a los que por muchos motivos ya no, pero en cada espacio, en cada tiempo, en cada instante de nuestras vidas ha hecho posible: seguir, avanzar, viajar, vivir y jamás claudicar...es tiempo de cerrar un pequeño ciclo en este espacio conformado de posibles cuerdas que rigen el vivir de cada uno de nosotros. Más la meta siempre se desplaza un par de pasos "instante de luz, un sol, un espacio de amar, lo feliz" ... con pies descalzos comenzó el delirio de esta carrera, a caballo los pasos, a carruaje en la primavera.

"Si no creyera en la locura,
Si no creyera en lo que agencio
Si no creyera en mi camino
Si no creyera en mi sonido
Si no creyera en mi silencio"

Muchísimas gracias a mi esposa Minina amada por amarme, entenderme y apoyarme y ser junto a la familia una luz en la oscuridad, mi mami Mariana, mis hermanos: Ceci e Iván, mis sobrinas: Samy, Camy, Elias e Ivana.

Maqui todos te amamos.

1 Generalidades y Marco metodológico

1.1 Introducción

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano tiene un organigrama constituido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y Empresas de Generación, Transmisión y Distribución.

El Plan Maestro de Electricidad (PME) es resultado de la contribución de organismos que operan y regulan el Sistema Eléctrico Ecuatoriano. En este se analiza el crecimiento del sistema eléctrico considerando: expansión de la generación, transmisión, distribución y crecimiento de la demanda. Los Planes Maestros de Electricidad de los últimos 10 años propiciaron el incremento de la potencia instalada en un 90% respecto del año 2008. De estos, el 75.53% es generación que aprovecha recursos energéticos locales, principalmente energía hidráulica, complementada con solar fotovoltaica, biogás, eólica o biomasa [1] [2].

A escala global, la generación eólica es una de las fuentes de mayor crecimiento en los últimos años y basó su auge en el crecimiento tecnológico, economía de escala y disminución del impacto ambiental. Países como China, Estados Unidos, Alemania, India y España lideran el ranking de penetración de potencia instalada de generación eólica [3]. A nivel local, en el estudio “ATLAS EOLICO DEL ECUADOR con fines de generación eléctrica” [4], publicado en el 2013, se concluye que el país posee un potencial eólico explotable de 1670.96MW. Pese a los innumerables beneficios derivados de la explotación de la energía proveniente del viento para la producción de electricidad, el potencial energético de generación eólica al ser incorporado al Sistema Eléctrico Ecuatoriano genera ciertas interrogantes en materia técnica, particularmente, en lo que concierne a la estabilidad de la frecuencia. Esta preocupación se basa en que los aerogeneradores modernos presentan una nula respuesta inercial a la red tanto para hacer frente a las descompensaciones de potencia generada-consumida tanto en operación normal y no en situaciones de contingencia.

Adicionalmente, la penetración de generación eólica masiva en un sistema eléctrico presenta problemas técnicos como regulatorios. Dentro de los problemas técnicos se contempla la afección al seguimiento de la demanda, la necesidad de prever un mayor nivel de regulación

de potencia (reservas secundarias) o efectos adversos sobre distintas variables como: frecuencia, tensión, potencia reactiva o calidad de servicio ligado con huecos de tensión.

La tecnología actual y la topología de la red con interconexiones entre sistemas han permitido desarrollar mecanismos para mitigar estos problemas. Para el control de frecuencia y tensión se suele forzar al aerogenerador a modificar sus condiciones operativas de distintos modos como, por ejemplo: mediante la regulación de la orientación de sus palas o por medio de la extracción de la energía cinética almacenada en sus masas rotativas. Existen, además, otras soluciones que contemplan el uso de sistemas de almacenamiento energético o la integración de aerogeneradores de velocidad variable. Estos últimos permiten la regulación de potencia reactiva en el punto de conexión a la red.

Este trabajo presenta el análisis de estabilidad de frecuencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano tomando en consideración escenarios como: crecimiento de la demanda, contingencias, participación de generación con fuente primaria no renovable en el suministro de la demanda y penetración de generación con fuente primaria renovable eólica. Se identifican escenarios contingentes que supongan un riesgo para la estabilidad de frecuencia y que conlleven un incumplimiento de los parámetros establecidos por los entes de control y regulación. Luego del estudio diagnóstico se plantearán soluciones orientadas a subsanar los problemas detectados.

1.2 Antecedentes

En los últimos años, la generación eléctrica basada en recursos renovables (eólica, solar fotovoltaica o biomasa) ha tenido una penetración importante en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) a nivel mundial. Este rápido crecimiento se debe principalmente a factores como: el desarrollo tecnológico, economía de escala, políticas gubernamentales e impacto en el medio ambiente [5]. Estados Unidos, China y Alemania se encuentran liderando el ranking de países que operan sus sistemas eléctricos con altos niveles de participación de energías renovables [3].

Al año 2018, el Sistema Eléctrico Ecuatoriano tuvo un parque generador de electricidad con una potencia nominal instalada de 8661.90MW. De estos, el 35.05% tiene como fuente energía no renovable y el 64.95% proceden de fuentes renovables [6] [1]. El 64.95% se

divide en 62.58% hidráulica que representa 5066.40MW y 2.36% que son 200.34MW de generación basada en biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás.

Considerando que la potencia instalada de generación eléctrica en el año 2008 fue de 4556.37MW [7], el informe estadístico del Sector Eléctrico Anual y Multianual de 2018 presenta un incremento del 90% respecto del año 2008. De ese 90%, el 75% corresponde a inversión en infraestructura con fuente renovable, principalmente hidroelectricidad **Tabla 1-1**.

Tabla 1-1 Potencia instalada año 2008 al 2018 [1] [6]

Fuente de energía	Tipo de central	Potencia Nominal Instalada.		% Incremento
		2008	2018	
Renovable	Hidraulica	2056.42	5066.4	146%
	Fotovoltaica	0.02	27.63	1381%
	Eólica	2.4	21.15	781%
	Biomasa	106.8	144.3	35%
	Biogas		7.26	-
Total renovable		2165.64	5266.74	
No renovable	Térmica MCI	1137.59	2011.44	77%
	Térmica turbogas	807.14	921.85	14%
	Térmica turbovapor	446	461.87	4%
Total no renovable		2390.73	3395.16	
Total		4556.37	8661.9	90%

Este incremento en la potencia instalada está basada en políticas gubernamentales como las enunciadas en la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE [8] y el Plan Maestro de Electricidad: “la provisión de servicio público de energía eléctrica, el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado que garantice la sostenibilidad y el buen vivir” [6] y el “...desarrollo de los recursos energéticos locales y priorizando la participación de las energías renovables, con el fin de coadyuvar a la diversificación de la matriz energética...” [6].

En la **Tabla 1-2** se presenta la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano del año 2022 siendo 8864.37MW. El recurso energético eólico pasó de 2.4MW en el año 2008 y 21.15MW en el 2018 a 53.15MW en el año 2023, con un incremento en la potencia instalada de 150% con respecto al año 2018. El potencial Eólico del Atlas Eólico del Ecuador es de 1670.96MW [2].

Tabla 1-2 Potencia instalada Año 2022

Fuente de energía	Tipo de central	Potencia Nominal Instalada. (MW)
		2022
Renovable	Hidraulica	5191,3
	Fotovoltaica	28,65
	Eólica	53,15
	Biomasa	144,3
	Biogas	8,32
Total renovable		5425,72
No renovable	Térmica MCI	2033,18
	Térmica turboga	943,85
	Térmica turbova	461,63
Total no renovable		3438,65
Total		8864,37

1.3 Justificación

La incorporación al Sistema Eléctrico Ecuatoriano de generación eólica que se clasifica como energía renovable no convencional, que en los últimos años ha despertado el interés de instituciones públicas y privadas considerando factibles de financiar este tipo de proyectos a gran escala. El estudio del Atlas Eólico del Ecuador ha evidenciado el potencial del recurso en el país, diversificando los tipos de generación para cubrir la demanda del sistema. La generación eólica entre sus ventajas es amigable con el medio ambiente, inagotable o reduce el uso de combustible fósiles, en cuanto a las desventajas la aleatoriedad del viento, los parques eólicos ocupan grandes espacios y en la operación del sistema no aporta respuesta inercial ante contingencias. Es necesario realizar mediciones de la afectación de la frecuencia ante una contingencia N-1 en el sistema eléctrico ecuatoriano, planteando diferentes escenarios de penetración de generación. De los resultados obtenidos plantear posibles soluciones que mitiguen esta desventaja y que permitan que la generación eólica sea considerada como una alternativa viable en aspectos económicos, técnicos y ambientales.

1.4 Problemática

La penetración de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y específicamente la generación eólica en sistemas eléctricos divisa dos escenarios. El primero, que considera que el crecimiento de la potencia instalada de generación eólica vaya acorde al crecimiento natural de la demanda de un sistema eléctrico. En un segundo escenario, se asume una

penetración importante de generación eólica que involucre el desplazamiento de generación síncrona convencional.

Al tener varios aerogeneradores operando en un sistema eléctrico, cuyo régimen de giro se encuentra desacoplado de la frecuencia de la red, la respuesta inercial del sistema puede verse afectada, en cierta medida, debido a factores como [5]:

- ✓ Los parques eólicos son operados para maximizar su producción. Por tanto, éstos no mantienen reservas de potencia para apoyar el control de frecuencia del sistema en situaciones de contingencia [9].
- ✓ La generación eólica, al operar mediante convertidores electrónicos de potencia, inhibe el aprovechamiento de su inercia natural por parte de la red, lo que podría suponer un empobrecimiento de las características inerciales de la red cuando el nivel de participación de generación eólica se vuelve significativo [9].
- ✓ En sistemas eléctricos el control primario de frecuencia ante contingencias debe establecer reserva rodante y mantener una adecuada respuesta inercial contribuida por los agentes de generación síncrona. Los parques eólicos no tienen reservas de potencia para el control de frecuencia y los convertidores de potencia inhiben la inercia de las aspas y del rotor de los aerogeneradores, esto puede llevar a un sistema eléctrico a desconectar carga ante casos críticos y afectar la vida útil de las unidades de generación por operar en frecuencia no recomendadas por el fabricante.

1.5 Objetivo

1.5.1 Objetivo General

Analizar el impacto de la generación eólica en la estabilidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano considerando escenarios de generación, demanda y contingencia.

1.5.2 Objetivos Específicos

- ✓ Establecer escenarios de penetración de generación eólica considerando el Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025.

- ✓ Establecer escenarios de incremento de la demanda en distintos niveles.
- ✓ Establecer escenarios de contingencia considerando la salida de unidades de generación que aportan mayor respuesta inercial al sistema.
- ✓ Solicitar la base de datos del sistema eléctrico ecuatoriano al CENACE e incorporar los escenarios para su análisis en una de las siguientes herramientas informáticas: DIG SILENT POWER FACTORY o PSAT.
- ✓ Abordar el Control Primario de Frecuencia (CPF) empleando la herramienta de simulación por computadora Simulink de Matlab mediante la representación agregada de los agentes de generación más representativos del Sistema Nacional Ecuatoriano.
- ✓ Con el o los escenarios críticos detectados se planteará una representación equivalente en Simulink con el fin de proponer estrategias de mejora de la respuesta de la frecuencia del sistema.

1.6 Alcance

En el presente trabajo de titulación se analizará el impacto de la generación eólica en la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. Se definirán escenarios de crecimiento de la demanda, incorporación de generación renovable, integración de generación no renovable y casos de contingencia. Los escenarios se modelarán para incorporarlos a la base de datos del CENACE alojada en programas computacionales como DIG SILENT POWER FACTORY o PSAT.

Además, se modelará el Control Primario de Frecuencia mediante la representación agregada de los agentes de generación más representativos del Sistema Nacional Interconectado en un escenario de simulación por computadora.

Finalmente, se identificarán los escenarios críticos que afecten la estabilidad de la frecuencia del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. De los mismos, se obtendrá una representación equivalente para ser implementada en un entorno de simulación por computadora a fin de proponer mejoras en la respuesta a la estabilidad de frecuencia.

1.7 Metodología

En esta sección, se describe la metodología empleada en el análisis conducido en el presente trabajo de titulación como se observa en la **Fig. 1-1**.

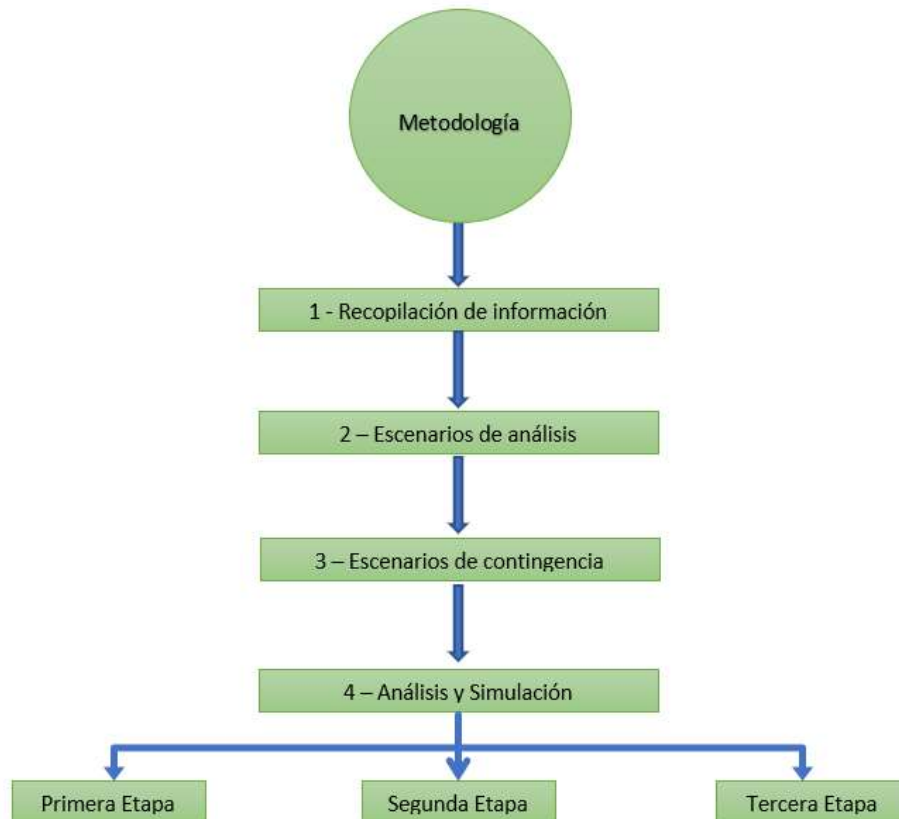


Fig. 1-1 Esquema de metodología en el análisis

1.7.1 Recopilación de información

La información sobre los distintos elementos que conforman el Sistema Eléctrico Ecuatoriano, es provista por CENACE en formato DigSilent POWER FACTORY versión 18 SP3 con su equivalente estático de Colombia mediante convenio interinstitucional existente entre la Universidad de Cuenca y El Operador Nacional de Electricidad (CENACE).

1.7.2 Escenarios de análisis

Para el escenario de penetración de generación eólica se considera el proyecto “Minas de Huascachaca” de 50MW, cuya operación comercial inició a principios del año 2023. Los datos del potencial eólico sectorizado son extraídos del estudio “ATLAS EOLICO DEL ECUADOR con fines de generación eléctrica”, el cual, basa su modelo en el sistema MesoMap.

La proyección de la demanda se establece mediante el empleo de una aproximación lineal logarítmica. Se generan escenarios de demanda en el corto, mediano y largo plazo, los cuales se basan en variables como: grupos de consumo, PIB (Producto Interno Bruto), población y planes y/o cambios de tecnologías que constan en el Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025.

1.7.3 Escenarios de contingencia

Para el planteamiento de los escenarios de contingencia se consulta el documento “PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN Versión 2.0” del CENACE, cuyos criterios se dividen en dos etapas, pero, como común denominador, se contempla la salida de unidades de generación que aportan mayor respuesta inercial al sistema. La primera etapa considera un escenario de contingencia de generación bajo los cuales el sistema lleva a un nuevo punto de equilibrio y, una segunda etapa, considera contingencias extremas de generación que no son muy probables, pero pueden llevar a un colapso parcial o total del sistema.

1.7.4 Análisis y Simulación

Las labores de simulación y análisis se dividen en tres etapas:

1.7.4.1 Primera etapa

Se realiza la simulación y análisis del Sistema Eléctrico Ecuatoriano en formato DIG SILENT POWER FACTORY o en PSAT incorporando a la simulación los escenarios de análisis que se hayan planteado.

1.7.4.2 Segunda etapa

El Control Primario de Frecuencia (CPF) simulado en el programa computacional Simulink de Matlab mediante la representación agregada de agentes de generación más representativos del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

1.7.4.3 Tercera etapa

Con los resultados de los casos críticos obtenidos en la primera etapa y el modelo de Control Primario de Frecuencia (CPF) basado en agentes de generación más representativos, se proponen estrategias de mejora de la respuesta de la frecuencia del sistema.

2 Capítulo 2: Sector Eléctrico Ecuatoriano

2.1 Introducción

El Sector Eléctrico Ecuatoriano ha sufrido varias modificaciones desde su inicio en el año de 1996. En este año se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), hasta marzo de 1999, donde fue liquidado y sus activos pasaron posteriormente a ser parte del Ministerio de Energía y Minas. Para el año 1996 se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) el cual creó el Consejo Nacional de Electricidad (CENELEC) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Es responsabilidad del Estado, por medio del Gobierno Central, satisfacer las necesidades del servicio público de energía eléctrica y alumbrado público, mediante el aprovechamiento eficiente de recursos acorde al Plan Nacional de Desarrollo, Plan Maestro de Electrificación u otros planes sectoriales que estén acorde al objetivo en cuestión.

2.2 Estructura Institucional

El gobierno central, en su última modificación realizada en el año 2015, estructuró el sector eléctrico como se detalla a continuación:

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)
- Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)
- Operador Nacional de Electricidad (CENACE)
- Institutos especializados.

Cada ente tiene una función específica, como: regulación, planificación, control u operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

2.2.1 Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable es el ente rector que: planifica, regula, controla, define y aplica políticas, evalúa al sector eléctrico, identifica y da seguimiento a la ejecución de proyectos, promociona y ejecuta planes y programas de energías renovables.

El MEER "...será el responsable de la planificación del sector eléctrico, de las energías renovables y de la eficiencia energética, acorde con las disposiciones de la Constitución de la República..." mediante los siguientes instrumentos [8].

- El Plan Maestro de Electricidad, PME.
- El Plan Nacional de Eficiencia Energética, PLANNE.
- Atlas eólico ecuador MEER 2013

2.2.1.1 PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2016 – 2025.

En el Plan se identifican: objetivos, políticas, estrategias, indicadores de gestión y metas; para cada etapa: generación, transmisión y distribución; planes, programas y proyectos de mejora y expansión junto con cronogramas de ejecución y recursos [6].

El plan maestro de electricidad se divide en 7 capítulos, siendo de interés para el proyecto de titulación el tercero que hace referencia al estudio de la demanda eléctrica y el cuarto que hace referencia a la expansión de la generación para los próximos 10 años.

2.2.1.1.1 PROYECCION DE LA DEMANDA

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable respecto de la proyección de la demanda consideró: "Elaborar un pronóstico apropiado de la evolución de la demanda con una visión integral, en la que se considere a más del crecimiento tendencial, de la población y del consumo, el cambio de la matriz productiva, la incorporación de importantes cargas como: proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, Industrias Básicas, Refinería del Pacífico y la migración de consumos de GLP y derivados de petróleo hacia la electricidad". La estructuración de la proyección de la demanda establece tres escenarios de crecimiento medio, mayor y menor considerando las siguientes variables:

- ✓ **PIB Ecuador.** En el estudio para proyección de la demanda “...se tomaron las tasas de crecimiento del PIB, publicadas en el Boletín Anuario No. 38 de las Estadísticas Económicas de Banco Central del Ecuador.” [6].
- ✓ **Datos demográficos.** Las variables de población, viviendas y viviendas con servicio eléctrico proyectaron usuarios residenciales de la demanda basado en “censos nacionales de 1990 y 2001...del 2010 fueron tomados de la información del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos -INEC-.” [6].
- ✓ **Número de usuarios y Consumo de Energía.** El crecimiento promedio para el periodo 2007-2016 se desglosan en: 8.93% en los sectores industrial y Otros; 5.78% comercial; 5.63% residencial y 3.62% en alumbrado público [6].
- ✓ **Modelo Analítico y Econométrico.** Relaciona los consumos residencial, comercial, industrial y alumbrado público; y, el comportamiento y relación entre las variables endógenas (usuarios, consumos totales, consumo unitario) y exógenas (Población, viviendas con energía eléctrica, PIB, Usuarios residenciales).

2.2.1.1.1 Modelo de estimación de la demanda.

El modelo lineal logarítmico genera el escenario base conformado por las proyecciones de los grupos de consumo y nivel de voltaje; y, cambios de tecnologías que inciden de manera exógena. El impacto del PIB con una tasa de crecimiento del 1% representan el escenario menor (-1%) y Mayor (+1%). Se descarta el impacto poblacional de los tres últimos periodos intercensales que presenta una reducida variabilidad.

La potencia máxima en bornes de generación para el periodo 2016 – 2025 se presentan en la **Tabla 2-1**.

Tabla 2-1 Proyección mensual de potencia en bornes de generación [6]

Mes	Año									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	3593	3735	3860	4001	4145	4293	4445	4601	4762	4928
Febrero	3638	3782	3908	4051	4197	4346	4501	4659	4822	4990
Marzo	3653	3797	3924	4067	4214	4364	4518	4677	4841	5009
Abril	3583	3724	3849	3989	4133	4281	4432	4588	4749	4914
Mayo	3587	3728	3853	3994	4138	4285	4437	4593	4754	4919
Junio	3471	3608	3728	3864	4004	4146	4293	4444	4600	4760
Julio	3450	3587	3707	3842	3980	4122	4268	4419	4573	4732
Agosto	3450	3586	3707	3842	3980	4122	4268	4418	4573	4787
Septiembre	3490	3628	3750	3886	4027	4170	4318	4470	4626	4742
Octubre	3457	3594	3714	3850	3989	4131	4277	4428	4583	4900
Noviembre	3573	3714	3838	3978	4122	4268	4420	4575	4736	4971
Diciembre	3625	3768	3894	4036	4182	4330	4484	4642	4804	5009
Potencia máxima	3653	3797	3924	4067	4214	4364	4518	4677	4841	5009

El requerimiento de proyección de la demanda de las distribuidoras consolidó los bloques de demanda de cada empresa, sumando las demandas coincidentes con la demanda máxima del S.N.I. Las demandas que se presentan en la **Tabla 2-2** establecieron un factor de grupo de consumo, factor de pérdidas de demanda por grupos de consumo y niveles de voltaje.

Tabla 2-2 Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I. (MW) [6]

Empresa	Año									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CNEL - Bolívar	18	19	19	20	20	21	22	22	23	23
CNEL - El Oro	179	184	190	196	203	209	216	223	231	238
CNEL - Esmeraldas	91	92	95	98	102	105	109	113	117	121
CNEL - Guayaquil	962	1044	1084	1127	1171	1219	1265	1316	1366	1419
CNEL - Guayas Los Ríos	325	332	341	352	364	375	387	399	411	424
CNEL - Los Ríos	74	76	78	81	83	86	88	91	94	96
CNEL - Manabí	287	294	302	312	321	330	340	350	360	370
CNEL - Milagro	120	123	127	132	136	141	147	152	157	163
CNEL - Sta. Elena	109	113	116	120	125	129	134	138	143	148
CNEL - Sto. Domingo	93	93	96	100	104	107	111	115	119	123
CNEL - Sucumbios	52	53	55	57	59	61	63	65	68	70
E.E. Ambato	115	118	122	126	130	135	139	144	148	153
E.E. Azogues	14	14	14	15	16	16	17	17	18	18
E.E. Centro Sur	177	181	187	194	200	207	213	220	228	235
E.E. Cotopaxi	87	89	92	95	99	102	106	110	114	118
E.E. Norte	96	99	103	106	110	114	118	122	126	131
E.E. Quito	728	743	769	798	828	860	890	923	955	991
E.E. Riobamba	64	66	68	70	73	75	78	80	83	86
E.E. Sur	62	64	66	68	70	72	75	77	80	82
Potencia máxima	3653	3797	3924	4067	4214	4364	4518	4677	4841	5009

2.2.1.1.2 SISTEMA DE GENERACION

A diciembre de 2016 la potencia de generación nominal y efectiva del Sistema Nacional Interconectado y de sistemas no incorporados alcanzaron los 8226.42MW y 7606.10MW, respectivamente **Tabla 2-3**.

Tabla 2-3 Potencia nominal y efectiva del sistema [6]

Fuente de energía	Tipo de central	Potencia Nominal Instalada.		Potencia efectiva	
		MW	%	MW	%
S.N.I.	Hidráulica	4440.70	53.98	4412.78	58.02
	Eólica	16.50	0.20	16.50	0.22
	Térmica	2449.62	29.78	2148.19	28.24
	Biomasa	144.30	1.75	136.40	1.79
	Fotovoltaica	24.46	0.30	23.57	0.31
	Biogas	2.00	0.02	1.76	0.02
Total S.N.I.		7077.58	86.03	6739.20	88.60
No incorporado	Hidráulica	5.66	0.07	5.39	0.07
	Eólica	4.65	0.06	4.65	0.06
	Térmica	1136.52	13.82	854.83	11.24
	Fotovoltaica	2.02	0.02	2.02	0.03
Total No incorporado		1148.85	13.97	866.89	11.40
Total		8226.43	100.00	7606.09	100.00

La generación hidráulica representó el 53.98% de la potencia nominal total. Este porcentaje se debe al ingreso de centrales durante el 2016 que suman una potencia nominal de 2041.55MW. Las centrales ingresadas más representativas son: Topo 28MW, Sopladora 487MW y Coca Codo Sinclair 1500MW. En el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan las centrales existentes habilitadas en el país con su potencia efectiva. La clasificación por tipo de energía se presenta en la **Tabla 2-4**. La potencia nominal como fuente de energía renovable representa el 56.41% del sistema y el 43.59% como fuente de energía no renovable. La generación basada en energía hidráulica contribuye con el 54.05%.

Tabla 2-4 Potencia nominal por tipo de energía [6]

Fuente de energía	Tipo de central	Potencia Nominal Instalada.		Potencia efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Eólica	21.15	0.26	21.15	0.28
	Fotovoltaica	26.48	0.32	25.59	0.34
	Hidráulica	4446.36	54.05	4418.18	58.09
	MCI	2.00	0.02	1.76	0.02
	Turbovapor	144.30	1.75	136.40	1.79
Total Renovable		4640.29	56.41	4603.08	60.52
No Renovable	MCI	2005.43	24.38	1605.86	21.11
	Turbogas	1118.85	13.60	965.43	12.69
	Turbovapor	461.87	5.61	431.74	5.68
Total No incorporado		3586.15	43.59	3003.03	39.48
Total		8226.44	100.00	7606.11	100.00

Nota: MCI - Motores de Combustión Interna

2.2.1.1.2.1 PROYECTOS DE GENERACIÓN INCORPORADOS Y EN CONSTRUCCIÓN

✓ PROYECTOS DE GENERACION INCORPORADOS

En el año 2016 se ingresó centrales basados en fuente renovable hídrica con una potencia de 2041.55MW, los proyectos más relevantes son presentados a continuación:

- Sopladora 487MW
- Topo 28MW
- Victoria 10.32MW
- Coca Codo Sinclair 1500MW

✓ PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

Los principales recursos energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica son:

- El potencial hidroeléctrico: teórico medio estimado es 91000MW, técnicamente factible 31000MW y económicamente factible 22000MW.
- El potencial eólico se tiene 1691MW con una velocidad promedio de 7 m/s, el cual se incrementaría si se considera velocidades entre a 5 a 6 m/s.
- El potencial solar tiene un valor de insolación directa promedio de 2543 Wh/(día * m²).
- El potencial geotérmico es de 900MWe.

Finalmente, los proyectos de generación que se presentan en la **Tabla 2-5** se encuentran en etapa de construcción. Muchos con título habilitante o en etapa de construcción.

Tabla 2-5 Proyectos con título habilitante o en construcción [6]

Fase	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia (MW)	Provincia
Construcción	Toachi Pilatón (Sarapullo 49MW, Alluriquín 205.4 MW)	CELEC - EP Hidrotoapi	Hidroeléctrico	254.40	Pichincha, Tsachila, Cotopaxi.
	El Inga II	Gas Green S.A.	Biogás	3.00	Pichincha
	Machala Gas Tercer Unidad	CELEC - EP Termogas Machala.	Termoeléctrico	77.00	El Oro
	Minas - San Francisco	CELEC - EP Enerjubones	Termoeléctrico	275.00	Azuay, El Oro, Loja
	Chorrillos	CELEC - EP Gensur	Hidroeléctrico	4.00	Zamora Chinchipe
	Delsitanisagua	CELEC - EP Gensur	Hidroeléctrico	180.00	Zamora Chinchipe
	Mazar - Dudas -San Francisco	CELEC - EP HidroAzogues	Hidroeléctrico	7.20	Cañar
	Palмира / Nanegal	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	10.00	Pichincha
	San José de Minas	San José de Minas S.A.	Hidroeléctrico	6.00	Pichincha
	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC - EP Termogas Machala.	Termoeléctrico	110.00	El Oro
	Due	Hidroalto Generación de Energía S.A.	Hidroeléctrico	49.70	Sucumbios
	Rio Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Hidroeléctrico	10.20	Tungurahua
	Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrico	50.00	Napo
	Sigchos	Hidrosigchos C.A.	Hidroeléctrico	18.60	Cotopaxi
	Pusuno	Elitenergy S.A.	Hidroeléctrico	39.50	Napo
	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Hidroeléctrico	30.00	Zamora Chinchipe
Normandía	Hidrowarm S.A.	Hidroeléctrico	48.20	Morono Santiago	
Título habilitante	Minas de Huascachaca	Elecaustro S.A.	Eólico	50.00	Loja
	Pilaló 3	Qualitec, Comercio e industria Cia. Ltda.	Hidroeléctrico	9.00	Cotopaxi
Alta prioridad	Paute - Cardenillo	CELEC - EP Unidad de Negocio Hidropaute	Hidroeléctrico	596.00	Morono Santiago
			Potencia Total:	1827.80	

2.2.1.2 ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR MEER 2013

La producción de generación eólica basa su crecimiento en factores como: el agotamiento de combustibles fósiles, el potencial de generación eólica en lugares del globo terráqueo, desarrollo tecnológico con aerogeneradores más eficientes, visionarios que apostaron por una generación con fuente de energía sustentable y voluntad política [4].

La localización de emplazamientos con suficiente recurso eólico es el primer paso para considerar otros factores como infraestructura eléctrica, comunicaciones, impacto ambiental, factibilidad técnica y económica de un proyecto.

2.2.1.2.1 Metodología

La localización de emplazamientos con un gran potencial eólico implica un considerable tiempo de análisis e infraestructuras costosas (torres meteorológicas). Una alternativa es la modelización con un sistema MesoMap basado en meso escalares y micro escalares que considera las características de la atmosfera, base de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. El modelo físico matemático utilizado es el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System) que simula las condiciones atmosféricas para 365 días aleatoriamente de un total de 15 años. La resolución alcanzada por el MASS es de 2.5km, esta resolución se incrementa con la utilización de WindMap a 200 metros [4].

La estimación de potencial eólico consideró: velocidades medias anuales iguales o mayores a 7 m/s ; curvas de potencia de turbinas eólicas existentes en el mercado a 80 metros de altura; factores de planta de 0.25 a 0.35; se elaboraron dos escenarios, el primero considera velocidades iguales o superiores a 7 m/s que representa un potencial bruto y el segundo escenario con un potencia factible adicionando la restricción de la distancia a redes eléctricas cercanas en un radio de 10km.

En el **Anexo B** se presenta las tablas de potencial eólico bruto y potencia factible a corto plazo.

2.2.2 Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR)

2.2.2.1 Estadística Anual Multianual 2018

Para el año 2018 existe un incremento en la potencia instalada nominal, a la cual, contribuyeron las empresas generadoras, autogeneradas y distribuidoras con una potencia total de 8661.90MW. Los proyectos más representativos ingresados en el periodo 2017-2018 son: San Francisco 270MW y Delsitanisagua con 180MW. En la **Tabla 2-6** se presenta la potencia nominal por tipo de fuente en el año 2018, con un incremento del 5.29% respecto al año 2016.

Tabla 2-6 Potencia nominal por tipo de fuente en el año 2018 [10]

Fuente de energía	Tipo de central	Potencia Nominal Instalada.		Potencia efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Eólica	21.15	0.24	21.15	0.26
	Fotovoltaica	27.63	0.32	26.74	0.33
	Hidráulica	5066.40	58.49	5036.43	62.58
	MCI	7.26	0.08	6.50	0.08
	Turbovapor	144.30	1.67	136.40	1.69
Total Renovable		5266.75	60.80	5227.22	64.95
No	Térmica	3395.15	39.20	2820.89	35.05
Total No incorporado		3395.15	39.20	2820.89	35.05
Total		8661.90	100.00	8048.11	100.00

En la **Tabla 2-6** se presenta la potencia nominal y efectiva de las empresas generadoras incorporadas al S.N.I. en el periodo 2017-2018. Existe un incremento del 8.85% en la potencia nominal respecto al año 2016 [10].

Tabla 2-7 Centrales incorporadas al S.N.I. periodo 2017-2018 [10]

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC - Enerjubones	Minas San Francisco	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	270.00	270.00
CELEC - Gensur	Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	S.N.I.	Hidráulica	180.00	180.00
Elifenergy	Elifenergy	Napo	S.N.I.	Hidráulica	38.25	38.25
EMAC - BGP	Pichacay	Azuay	S.N.I.	M.C.I.	1.06	1.00
Hidroalto	Hidroalto	Sucumbios	S.N.I.	Hidráulica	49.71	49.71
Hidronormandia	Hidronormandia	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	49.58	49.58
Hidrosigchos	Hidrosigchos	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	18.60	18.39
Hidotambo	Hidotambo	Bolivar	S.N.I.	Hidráulica	8.00	8.00
Hidotavalo	Hidotavalo	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.40	0.40
IPNEGAL	IPNEGAL	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	10.44	10.36
Potencia incorporada al S.N.I. periodo 2017-2018					626.04	625.69

2.2.3 Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

El Operador Nacional de Electricidad (CENACE) es un ente que opera, administra el funcionamiento técnico y comercial del S.N.I. con sus interconexiones internacionales. Sus decisiones para abastecer el requerimiento energético del país se basan en criterios de seguridad, calidad, mínimo costo económico y sostenibilidad.

2.2.3.1 Procedimientos de despacho y operación (V 2.0)

Se presenta una breve descripción de procedimientos de despacho y operación para dar cumplimiento a la LRSE y el Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado desarrollado por El CENACE.

2.2.3.1.1 Determinación de la reserva de generación

El Sistema de generación debe cumplir:

- ✓ Cubrir la demanda, pérdidas de transmisión y distribución.
- ✓ Cumplir un nivel de reserva rodante para regulación de frecuencia y seguridad del sistema eléctrico.
- ✓ Cumplir con la reserva fría listas para ingresar a cubrir desvíos prolongados sea estos de oferta como demanda.

2.2.3.1.2 Reserva Rodante para regulación de frecuencia

Para determinar los porcentajes óptimos de reserva para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, considerando análisis en costos para enfrentar desbalances de diferentes magnitudes y el costo de energía no suministrada por no contar con la reserva rodante suficiente [11].

2.2.3.1.2.1 Regulación primaria de frecuencia (RPF)

Por reglamentación el CENACE establece el porcentaje óptimo de reserva requerido para el RPF basado en: periodos estacionales seco – lluvioso, costos marginales de generación y energía no servida. Además “Se analizará la distribución óptima de RPF por zonas y de acuerdo a la capacidad de las unidades, a la respuesta con los reguladores de velocidad abiertos y con el limitador sobre el 100%” [11].

Los requisitos para que unidades puedan formar parte de la RPF son:

- ✓ Estatismo entre 4 % – 7%.
- ✓ Banda muerta inferior al 0.1% (+/- 0.025Hz)
- ✓ “Tiempo de establecimiento (necesario para ingresar en la banda del +/- 10% del valor final) del lazo de regulación de velocidad del orden de 30 segundos como máximas para maquinas térmicas y 60 segundos para máquinas hidráulicas...”
- ✓ Cada generador debe tener su tiempo de establecimiento mínimo posible, sin afectar la estabilidad del sistema y a sus propias instalaciones.
- ✓ Debe operar en RPF sin ninguna limitación, y, cuya operación normal de 60Hz con un margen de +/- 0.15Hz (0.25% de la frecuencia nominal).

2.2.3.1.2.2 Regulación secundaria de frecuencia (RSF)

Una vez actuado la RPF, interviene la regulación secundaria de frecuencia entre los 20 – 30 segundos después de haberse producido la contingencia. La RSF se basa en simulaciones dinámicas basado en despacho de generación y un porcentaje de reserva regulante óptima. Dicha simulación establece pérdida de generación que resulta en una disminución de la frecuencia de parámetros establecidos, la misma que debe ser restituida a parámetros normales después de 20 segundos de simulación actuando la RPF y desconexión de carga por baja frecuencia.

La reserva que corresponde a la regulación secundaria de frecuencia teóricamente se debería repartir entre todas las unidades habilitadas para este fin y que dispongan del equipamiento necesario. Esta regulación se lo realiza desde la Central Hidroeléctrica Paute [11].

Los requisitos para que unidades puedan formar parte de la RSF es que varias centrales que estén habilitadas para RSF, pueden participar conjuntamente si tienen un Control conjunto automático de generación (CCAG).

2.2.3.1.2.3 Requisitos generales

Rangos de frecuencia

- ✓ Sin actuar relés instantáneos de desconexión propios 57.5Hz y 62 Hz.
- ✓ Periodo mínimo de 10 segundos, entre 57.5Hz - 58Hz y 61.5 Hz – 62 Hz.
- ✓ Periodo mínimo de 20 segundos, entre 58 – 59 Hz y 61 – 61.5 Hz.
- ✓ Sin límite de tiempo entre 59 – 61 Hz.

2.2.3.1.3 Reserva fría

Es una reserva no rodante (hidráulica o térmica) con disponibilidad de servicio y que pueda alcanzar en 15 minutos su potencia para cubrir el déficit de generación por determinadas contingencias.

El valor de la reserva fría se debe basar en un estudio de confiabilidad, para el caso del sistema nacional interconectado se ha determinado técnicamente el valor máximo, es la unidad de generación de mayor potencia despachada, bajo el criterio de que salga de servicio la mayor unidad de generación.

La secuencia de operación ante la salida de un bloque de generación:

- ✓ “Actuación inmediata de la RPF. Si la salida de generación es mayor que la reserva correspondiente a la RSF, actuará el esquema de alivio de carga (EAC), puesto que la RPF no es suficiente para mantener el equilibrio carga – generación y la frecuencia caerá a un valor menor al umbral de 59.2Hz.”
- ✓ “Actuación de la RSF después de unos 20 a 30 segundos, la cual trataría de eliminar la desviación de frecuencia y de retomar a sus valores iniciales de operación a todas las máquinas que actuaron para la regulación primaria”.
- ✓ “Si la RPF no ha sido recuperada, ingresarán las máquinas que previamente fueron consideradas como reserva fría, con la finalidad de retornar a las condiciones previas de la falla.”

2.2.3.1.4 Esquema de alivio de carga por baja frecuencia.

Los sistemas eléctricos ante perturbaciones provocan desequilibrio entre la generación – demanda, ya sea debido a un déficit de generación o fallas en el sistema de transmisión, provocando caída en la frecuencia y pérdidas de sincronismo todo en el S.N.I. o en un área específica. El CENACE basado en

estudios dinámicos debe determinar los pasos o esquema de alivio de carga para retomar el equilibrio generación – demanda bajo los siguientes parámetros [11]:

- ✓ En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no deben operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- ✓ En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- ✓ Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral del primer paso del EAC (59.2 Hz).
- ✓ Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobre frecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.
- ✓ A partir de los EAC obtenidos para el S.N.I., se recomienda el diseño e implantación de los EAC por los distribuidores y grandes consumidores del MEM. Los distribuidores deberán instalar los relés de frecuencia que desconecten, en bloques, parte de sus cargas cuando la frecuencia del S.N.I. varíe fuera de los límites permitidos.
- ✓ El manejo y distribución de la carga a desconectar serán efectuados por cada distribuidor y gran consumidor, de tal forma que cada una de ellas cumpla con los porcentajes asignados.
- ✓ Cada distribuidor, dentro de su área de influencia, seleccionará los usuarios que estarán en los diferentes pasos de desconexión de

carga, excluyendo en lo posible a los grandes consumidores y/o cargas muy importantes, sin comprometer la seguridad del sistema.

- ✓ Cuando el EAC nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que, a pesar de ser malladas, se prevé su aislamiento del S.N.I., las empresas que estén localizadas en estas áreas deberán instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento.
- ✓ Cuando se vaya implementando el EAC, los distribuidores y grandes consumidores deberán informar al CENACE los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).
- ✓ El CENACE especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.
- ✓ En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil.
- ✓ El EAC se deberá determinar tanto para la estación de estiaje como para la estación, bajo condiciones de demandas punta, media y base, a partir de despachos óptimos de generación que incluyan la reserva regulante.
- ✓ Establecer un margen básico de baja frecuencia para contingencias comunes, bajo el cual habrá un margen de baja frecuencia con desconexiones de gran magnitud para contingencias imprevisibles, para lo cual se definirá los tipos de

contingencias de generación, de acuerdo a la magnitud de potencia de la salida de generación, descontando las que puedan ser superadas con la reserva de generación definida para la RPF, las cuales van a determinar los pasos de baja frecuencia y porcentajes de desconexión del EAC.

- ✓ Las desconexiones de los pasos de EAC deben ser, en lo posible, mayores a menores valores de baja frecuencia. Después de 10 segundos de ocurrido el evento, la frecuencia del sistema debe encontrarse por encima del umbral del primer paso del EAC (59.2 Hz).
- ✓ Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar durante las contingencias, evitando al máximo provocar frecuencias superiores a los 60 Hz, después de superado el evento.
- ✓ Los pasos de baja frecuencia del EAC deben tener iguales porcentajes de corte y tiempos de actuación para todos los distribuidores y grandes consumidores del MEM.
- ✓ Las simulaciones dinámicas para definir el EAC por baja frecuencia, se deberán realizar utilizando relés de ajuste de frecuencia constante y relés de derivada.
- ✓ Determinar la validez de la frecuencia umbral de 59.2 Hz para el primer paso de baja frecuencia.
- ✓ Analizar la operación distribuida de las unidades de la fase AB y de la fase C de la central Paute en cada una de las secciones de las barras del patio de 230 kV de la subestación Molino, con la finalidad de que, ante la ocurrencia de una falla en una de esas barras, se produzca la salida forzada del mínimo número de unidades de la central.

3 Capítulo 3. Sistemas Eléctricos de Potencia.

Un sistema eléctrico de potencia es la unión de varios equipos o elementos conectados entre sí, cuyo objetivo es generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a donde sea requerido el suministro. Durante este proceso se produce fenómenos dinámicos entre cada uno de los elementos y comportamientos como un sistema.

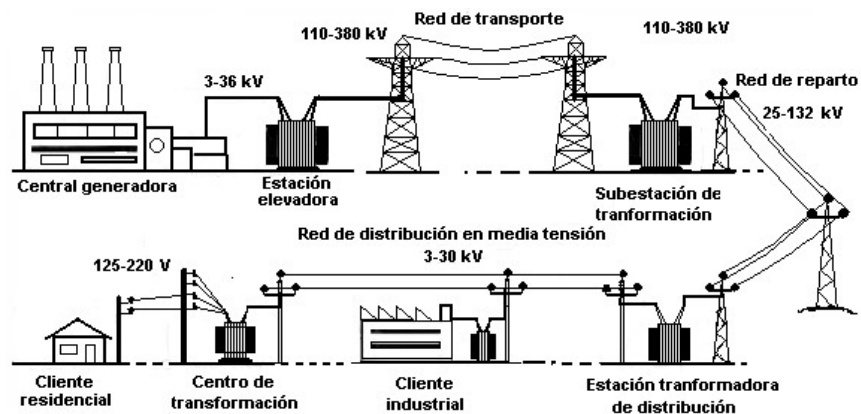


Fig. 3-1 Elementos representativos de un sistema eléctrico [12]

Un sistema eléctrico de potencia está constituido por tres subsistemas denominados: Generación, transmisión y distribución.

3.1 Componentes de un sistema eléctrico

3.1.1 Generación

La generación permite convertir energía primaria en eléctrica mediante dispositivos como turbinas y motores impulsores, que en su conjunto se denomina como generadores eléctricos. El tipo de generadores basa su clasificación en el tipo de fuente primaria de energía.

Hidráulica. Su energía primaria es el agua, existiendo centrales hidráulicas de pasada sin capacidad de una presa y las que posee almacenamiento.

Térmica. Utiliza combustibles fósiles sean estos: Carbón, diésel, gas natural, etc.

Nuclear. Se basa en la fisión de elementos radiactivos para generar calor, y mediante calderos de agua, produce vapor que mueve a las turbinas generadores produciendo electricidad.

Eólica. Su energía primaria es el viento.

Solar. Utiliza la radiación solar para producir electricidad mediante paneles.

3.1.2 Transmisión

La transmisión es la parte encargada de transmitir grandes bloques de energía de los centros de generación a los centros de consumo mediante líneas. Existen diferentes niveles de voltaje, siendo los más habituales niveles de tensión 138KV, 230KV, 500KV y 750 KV.

3.1.3 Distribución

La distribución es el último elemento que permite llegar a cada uno de los consumidores finales como Industrias, hogares, alumbrado público. La distribución se lo realiza mediante Subestaciones en subtransmisión, alimentadores, transformadores y redes en bajo voltaje.

3.2 Estabilidad de sistemas eléctricos.

La estabilidad se define como “...la tendencia de un sistema, o de sus partes componentes a desarrollar fuerzas para mantener el sincronismo y el equilibrio” [12]. La estabilidad surge con el nacimiento de los SEP (Sistemas Eléctricos de Potencia), basado en el análisis de la capacidad de los generadores síncronos de mantener el sincronismo, con el desarrollo de los SEP se ha incrementado complejidades al tratarse de un sistema dinámico [13]. Un SEP es un sistema esencialmente instantáneo, debido a que la energía eléctrica no se puede almacenar. Esto involucra que desde que se genera la energía eléctrica hasta llegar al consumidor debe existir un balance entre generación, demanda y pérdidas del sistema [12].

Un SEP es de orden multivariable, con una respuesta dinámica dependiente de dispositivos, topología de la red, tiempos de respuesta...etc.; estas variables pueden conducir a desequilibrios sostenidos que conllevan a diferentes tipos de inestabilidad producidos por un cortocircuito, desconexión de generadores, líneas o transformadores.

3.3 Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia.

Los análisis de estabilidad de SEP investigan la capacidad de un determinado sistema en llegar a un punto de equilibrio tras ocurrir una perturbación, equilibrando todas las variables en el corto y largo plazo, las variables a considerar son: excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema, frecuencia del SEP y tensión en las barras, en la **Fig. 3-2** se presenta la clasificación.

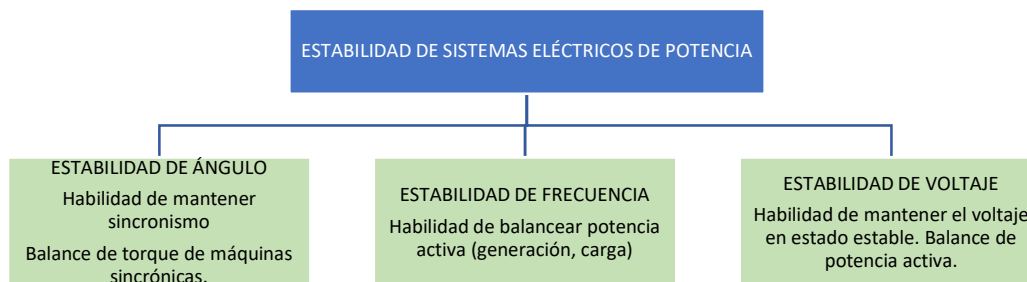


Fig. 3-2 Clasificación de estabilidad [12]

Los estudios de estabilidad que evalúan el impacto de los disturbios en el comportamiento dinámico electromecánico de los sistemas de potencia son de dos tipos: transitorios y de estado estable [13].

El comportamiento dinámico electromecánico de los SEP, hace referencia a las oscilaciones de las masas rotativas de los generadores y motores durante una perturbación. Una segunda forma de clasificar es según el tiempo de respuesta, siendo de interés, la dinámica electromagnética que se produce en los devanados de las máquinas durante una perturbación.

Los estudios de estabilidad de estado estable son, por lo general, menos extensivos en su alcance que los estudios de estabilidad transitoria y, frecuentemente examinan la estabilidad del sistema bajo variaciones incrementales pequeñas en los parámetros o bajo condiciones de operación alrededor del punto de equilibrio de estado estable. Las ecuaciones no lineales y algebraicas que describen el comportamiento del sistema son reemplazadas por un conjunto de ecuaciones lineales que se resuelven por métodos de análisis lineales para determinar si el sistema es estable en un estado específico. Por otro lado, los estudios de estabilidad transitoria se encargan de evaluar la respuesta del sistema de potencia después

de ocurridos disturbios grandes y repentinos como: las fallas en los sistemas de transmisión, los cambios repentinos de carga, la salida de unidades generadoras y las maniobras en las líneas [13].

3.3.1 Estabilidad angular.

La estabilidad de ángulo hace referencia a la capacidad de las máquinas rotativas de un SEP en continuar con sincronismo después de ocurrida una perturbación. Este parámetro se mide entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina sincrónica del sistema, la perturbación genera un incremento en las oscilaciones angulares de algunos generadores que afecta a los demás generadores del sistema. Se puede dividir en dos categorías:

3.3.1.1 Pequeñas perturbaciones del ángulo del rotor

En los SEP actuales, los problemas de inestabilidad de pequeña señal son usualmente causados por la falta de suficiente torque de amortiguamiento, por lo que algunas variables del sistema de potencia muestran oscilaciones que se caracterizan por el incremento de su amplitud después de ser objeto de una perturbación [14].

La inestabilidad de pequeña señal se manifiesta como un aumento periódico del ángulo del rotor producto de la falta de torque sincrónico **Fig. 3-3** numeral 1, o como oscilaciones no amortiguadas producto de la falta de torque de amortiguamiento por parte del sistema **Fig. 3-3** numeral 2.

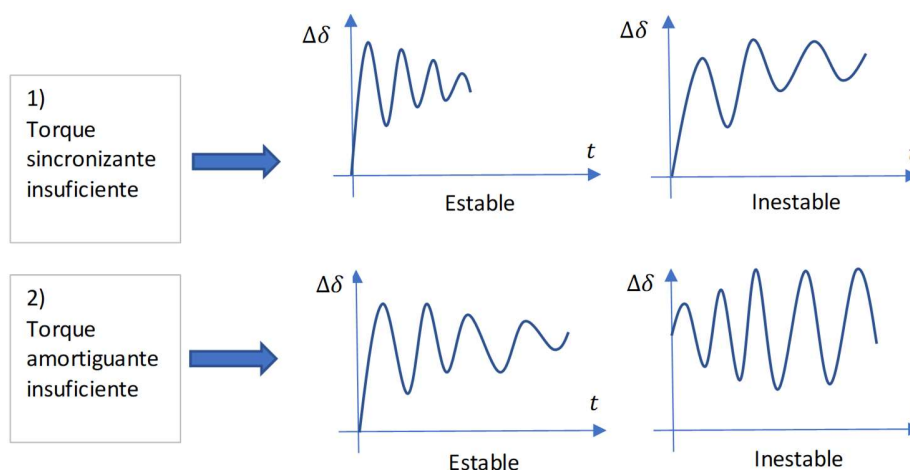


Fig. 3-3 Oscilaciones de ángulo del rotor ante pequeñas perturbaciones

3.3.1.2 Grandes perturbaciones del ángulo del rotor

Hace referencia a la habilidad del SEP de mantener el sincronismo cuando es sometido a una perturbación grave, catalogada como grave a un cortocircuito en una línea de transmisión, pérdida de generación o pérdida de una considerable carga. La estabilidad transitoria depende de las condiciones normales del sistema y la magnitud de la perturbación.

3.3.2 Estabilidad de tensión.

Es la capacidad del sistema de mantener en cada una de sus barras los niveles de voltaje requeridos por los entes de control en operación normal y posterior a la perturbación. Este tipo de afectación son sectorizados y no afectan al sistema en su totalidad. La estabilidad de voltaje depende de la capacidad del sistema de mantener o recuperar el equilibrio entre carga y generación.

La estabilidad de voltaje se presenta de dos formas; la primera, aumento de voltaje en algunas barras; y, la segunda, una caída progresiva del voltaje, estas formas producen pérdida de carga de sectores, disparo de protecciones que sacan líneas de transmisión en un efecto cascada, produciendo como resultado una pérdida de sincronismo de algunos generadores. Estos efectos por inestabilidad de la tensión se pueden clasificar como:

- **Estabilidad de voltaje de corta duración**

El sistema tiene la capacidad de mantener los niveles de voltaje estables posterior a ser afectados por un disturbio leve como incrementos de carga. Esta respuesta del sistema está ligada por características de las cargas, controles discretos y continuos en un instante dado [15].

- **Estabilidad de voltaje de larga duración**

El sistema tiene la capacidad de mantener los niveles de voltaje estables posterior a ser afectados por uno o varios disturbios graves, considerado como graves: fallas en el sistema de transmisión, generación distante de la carga, compensación reactiva insuficiente y funcionamiento cerca de los límites del transporte de potencia.

Para determinar la estabilidad de voltaje frente a grandes disturbios, se necesita del estudio de la respuesta no lineal del sistema durante un tiempo necesario, en el que, se pueda captar las interacciones de los dispositivos tales como cambiadores de taps bajo carga de los transformadores y los limitadores del campo: generador, generalmente el intervalo de tiempo para analizar la estabilidad de voltaje ante grandes disturbios va desde algunos segundos a 10 minutos [15].

3.3.3 Estabilidad de frecuencia.

En condiciones normales la frecuencia de la onda de tensión debe mantenerse dentro de ciertos límites, para que, el suministro de energía eléctrica sea el adecuado. La afectación de la frecuencia que no esté dentro de los límites provoca daños en equipos de industrias o residencias.

El sistema debe tener la capacidad de mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos, posterior a una perturbación, esto se realiza al mantener un equilibrio entre la generación y la demanda, tratando de perder la menor cantidad de carga. De no tener la capacidad el sistema de mantener el equilibrio, la inestabilidad de las oscilaciones, puede llevar a la pérdida de carga y unidades generadoras.

En la **Fig. 3-4** se presenta el comportamiento de la frecuencia ante la ocurrencia de una perturbación, la actuación de la inercia de masas rotantes, la regulación primaria de generadores sincrónicos, equilibrando la potencia eléctrica y la potencia mecánica en el sistema.

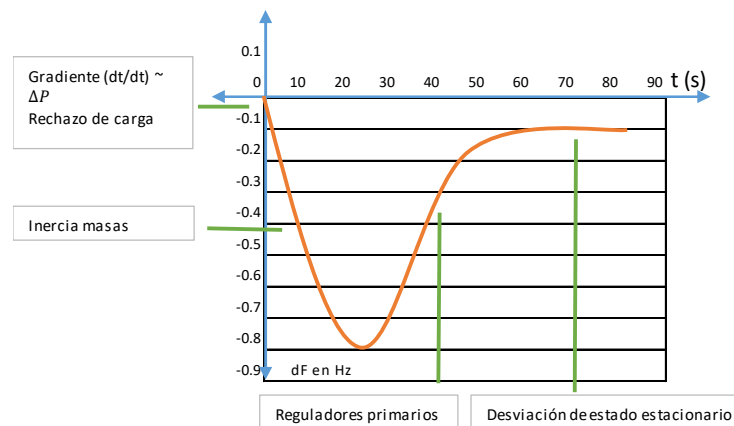


Fig. 3-4 Comportamiento de inestabilidad de frecuencia por pérdida de generación [15]

3.4 Control de frecuencia de sistemas eléctricos de potencia

El sistema de control de regulación de frecuencia es uno de los más importantes relacionando el balance de potencia activa y demanda de carga. Esto permite la entrega al consumidor de un suministro de energía eléctrica de calidad y seguridad para los equipos de los consumidores; para cumplir los parámetros establecidos a un sistema de control de frecuencia por los entes de regulación se considera el siguiente concepto de servicios complementarios o adicionales (SC).

El concepto de SC son actividades secundarias, pero importantes en el proceso de suministro eléctrico mejorando la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en los SEP. Los parámetros SC dependen del requerimiento de cada Sistema eléctrico de potencia, marco regulatorio, topología...etc. Se presentan a continuación los SC más importantes a considerar y que son comunes en la mayoría de SEP.

✓ Reserva rodante

En la programación de los servicios de capacidad generada y energía requerida es necesario reemplazar la capacidad de los recursos existentes sin programación.

✓ **Regulación de frecuencia**

Es la provisión de los mecanismos de control y capacidad de generación para responder y corregir la frecuencia producto del desbalance entre cargas y generación.

✓ **Reserva no sincronizada**

Esta reserva permite entrar en funcionamiento dentro de un periodo corto de tiempo para suplir la pérdida de generación o incremento inesperados de carga durante periodos largos de sobrecargas en el SEP.

3.4.1 Regulación de Frecuencia

En el régimen permanente, la potencia mecánica proveniente desde las turbinas está en balance con la potencia eléctrica requerida por las cargas, incluyendo las pérdidas propias del sistema. Un ejemplo de este desbalance se produce cuando la potencia requerida por las cargas se incrementa, y, la potencia aportada por las turbinas permanece constante, el nuevo requerimiento es suplida con la energía cinética almacenada en las máquinas rotatorias; esta reducción de energía cinética, produce una disminución de la velocidad de giro de los generadores, y, cae la frecuencia eléctrica del SEP. En la **Fig. 3-5** se presenta un diagrama de comportamiento de este balance.

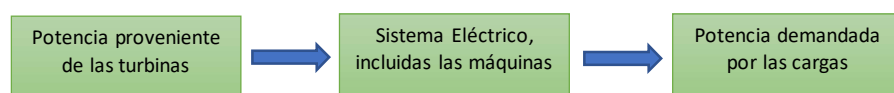


Fig. 3-5 Balance Sistema Eléctrico de Potencia [15]

Para mantener la estabilidad del SEP es necesario un sistema de control que permita la regulación de la potencia mecánica, y, como resultado de esto que la frecuencia se mantenga estable. Este control basa su funcionamiento en el generador síncrono, frecuencia - potencia.

En la **Fig. 3-6** se presenta las principales variables en el control de frecuencia – potencia, siendo la válvula de admisión a la turbina la variable a tomar en cuenta en el

control, considerando que regula el flujo de ingreso que se inyecta a la turbina y por ende la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

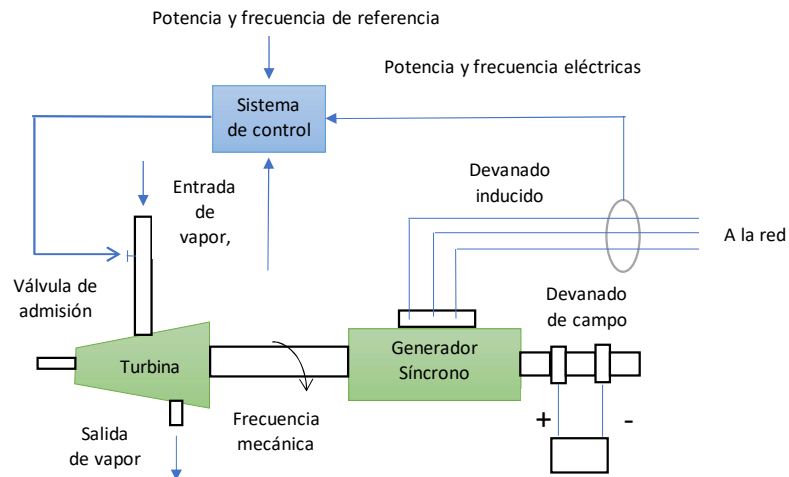


Fig. 3-6 Sistema de control frecuencia generador síncrono [15]

Se puede asumir que la frecuencia es la misma en todos los nodos del sistema, aunque existan desviaciones pequeñas, la solución y el control se lo hace de forma global. Además del control de frecuencia que está ligada a la potencia generada, se debe considerar acuerdos por mercado eléctrico o interconexiones de SEP, para darle simplicidad a la gestión técnica y económica al tener SEP extensos propios de cada geografía se divide en zonas o áreas. En el control de frecuencia se debe considerar:

- ✓ Mantener equilibrio entre generación y demanda.
- ✓ Mantener la frecuencia de referencia del sistema.
- ✓ Cumplir compromisos de intercambio de energía entre SEP.
- ✓ Mantener energía de reserva.

Para dar cumplimiento a estas consideraciones es necesario dividir en tres pasos: primario, secundario y terciario, todos ellos basados en límites de tiempo. La ecuación **Ec. 3.1** que permite analizar el balance de generación, carga y pérdidas en el sistema se presenta a continuación.

$$Ec. 3. 1 \quad \sum_i^n PG_i = P_C + P_L$$

Donde:

PG_i : Potencia activa generada por cada unidad de generación

P_C : Potencia activa consumida por la carga

P_L = Potencia de pérdidas eléctricas.

De la ecuación Ec. 3. 1 se puede analizar tres casos:

- ✓ La potencia generada es inferior a la demanda de la carga.
- ✓ La potencia generada excede la demanda más pérdidas del sistema.
- ✓ La potencia generada y la carga más pérdidas son iguales.

3.4.1.1 La potencia generada es inferior a la demanda de la carga.

El sistema de potencia se encuentra funcionando en régimen permanente y en un instante pierde generación, para el ejemplo presentado en la **Fig. 3-7** pierde 2600MW, la frecuencia disminuye.

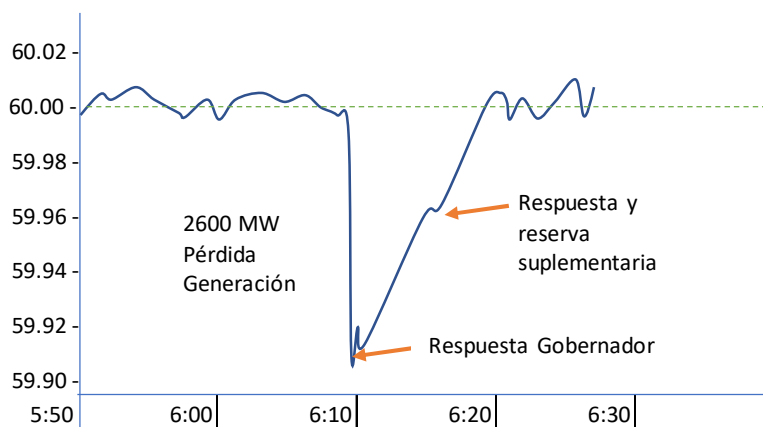


Fig. 3-7 Curva frecuencia vs tiempo salida 2600MW de generación [15]

3.4.1.2 La potencia generada excede la demanda más pérdidas del sistema.

En la Fig. 3-8 se presenta el comportamiento cuando los generadores producen más que la demanda de carga y las pérdidas del sistema. Los generadores se aceleran y existe un aumento en la frecuencia.

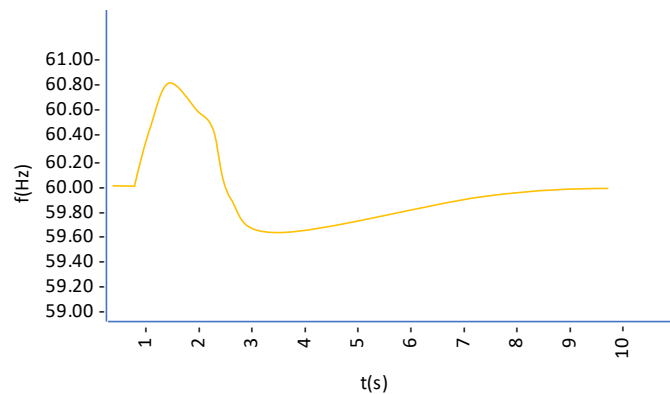


Fig. 3-8 Curva de frecuencia vs tiempo, generación superior a la demanda [15]

3.4.1.3 La potencia generada y la carga más pérdidas son iguales.

Estas condiciones describen el régimen permanente de un SEP con una frecuencia de 60 Hz.

3.5 Regulación de frecuencia

En la Fig. 3-9 se presenta los diferentes estados de regulación de control de frecuencia ante la salida de una parte de generación.

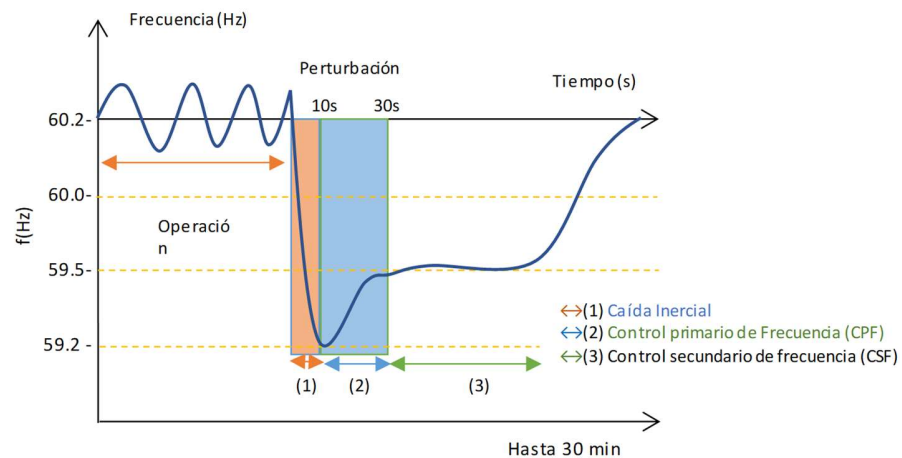


Fig. 3-9 Respuesta de frecuencia de un SEP por pérdida de un generador [15]

Respuesta inercial

Para el periodo 1, **Fig. 3-9** se observa que posterior a la perturbación se produce una reducción de la frecuencia abrupta generada por la falta de generación en el sistema. Esta carencia de energía en el sistema es compensada con la energía almacenada en los rotores de los generadores convencionales, resultando, el efecto de la pérdida de velocidad y, por ende, de la frecuencia. Mientras mejor respuesta inercial tenga un sistema, la velocidad de caída de la frecuencia decae durante los primeros segundos. Este parámetro de la inercia del sistema conlleva caídas abruptas de la frecuencia, hasta alcanzar los puntos críticos de estabilidad. Al producirse una caída de frecuencia abrupta se activa el control automático de avería (ACA), produciendo, un funcionamiento carente del control primario de frecuencia (CPF) si no existe las reservas en el sistema para balancear carga y generación [16].

3.6 Control primario de frecuencia (CPF).

Para el periodo 2, tiene un margen de tiempo entre 10 a 20 segundos. Este control lo realiza cada generador sincrónico, atendiendo la velocidad de giro del eje. La entrada en funcionamiento depende de la inercia del sistema. En este periodo de tiempo actúa los

controles de velocidad de las máquinas con el objetivo de balancear demanda y generación [16].

3.7 Control secundario de frecuencia (CSF)

Para el periodo 3, contemplado entre 20 segundos a 2 minutos. El control primario de frecuencia (CPF) realiza la recuperación del balance demanda - generación, quedando pendiente que el valor de frecuencia retome su valor referencial y los generadores que absorbieron el incremento de carga está determinado por sus estatismos, pero esta distribución de la demanda difiere de los despachos programados.

3.8 Control terciario de frecuencia (CTF)

El tiempo de respuesta es superior a los 10 minutos. Este control CTF va ligado al control secundario de frecuencia CSF; para compensar la nueva demanda de carga es necesario una reserva suficiente de energía. La cantidad de reserva varia en el tiempo, conforme el CSF va utilizando la misma. La función de la regulación terciaria es liberar la reserva de regulación, mediante un programa que libere la reserva y asigna a unidades de generación suplir el incremento de carga. Las unidades térmicas no pueden realizar RSF – RTF por el tiempo que les toma en estar operativas [16].

3.9 Reserva de potencia para CPF y CSF.

La función de la reserva de regulación es cubrir las variaciones en la demanda manteniendo el equilibrio entre potencia activa - carga, y pueden proveer la función de reservas unidades de generación sincronizadas a la red.

En un SEP los servicios de regulación primaria y secundaria se encuentra distribuida entre los generadores que operan en régimen permanente, utilizando como parámetro las características de los reguladores de velocidad y potencia máxima que puede despachar. La reserva de estos generadores se determina como la diferencia entre la potencia máxima y la potencia requerida por despacho de la unidad de generación. La suma de estas diferencias constituye la reserva rodante total para hacer frente a una perturbación. Una vez

que haya actuado los controles de regulación primaria y secundaria de frecuencia por la presencia de una perturbación, debe restaurarse para una nueva contingencia.

4 Capítulo 4. Energías renovables no convencionales

El concepto de energía renovable basa su funcionamiento en fuentes naturales virtualmente inagotables; a más, de ser capaces de regenerarse naturalmente y en grandes cantidades. Los recursos naturales como el viento, biomasa o hidráulico han sido utilizados por el ser humano desde hace siglos. En la **Fig. 4-1** se presenta los diferentes tipos de energía renovable.

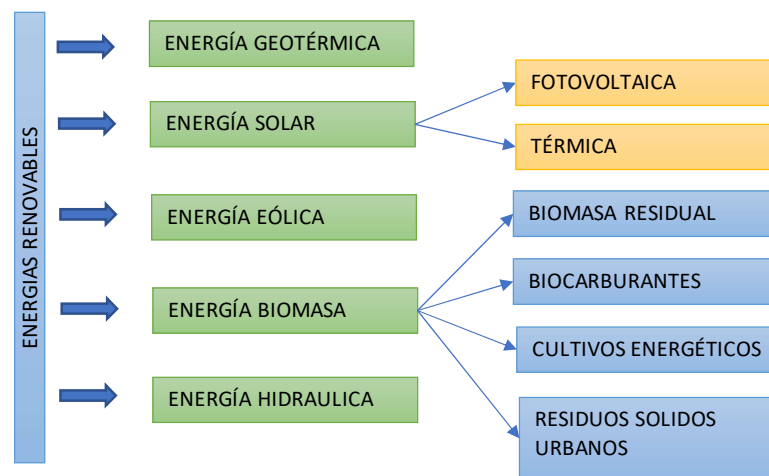


Fig. 4-1 Energías renovables [17]

Las energías renovables se han convertido en políticas gubernamentales, con objetivos medioambientales, sociales y económicos, y beneficios como:

- Acceso a energías limpias.
- Regular el uso de combustibles fósiles.
- Reducción de emisiones contaminantes de energía convencionales como por ejemplo térmicas.
- Diversificación en la producción de electricidad.

La energía renovable tiene un potencial teórico para cubrir en un gran porcentaje las necesidades humanas. En base a la cantidad de recursos descritos en la **Fig. 4-1**, el futuro de las renovables se centra en hacerlas competitivas económicamente y seguir avanzando

en un desarrollo tecnológico. El desarrollo tecnológico se basa en gran medida en la intermitencia de la energía renovable, presentando menores problemas en la hidráulica o geotérmica. Es de interés de este trabajo la energía renovable enfocada en la generación eólica.

4.1 Generación eólica

En las últimas décadas, en países como, Alemania, España, China, La India o Dinamarca se han producido transformaciones que incrementan el uso de energía eólica y la creciente capacidad instalada a nivel mundial con proyectos como “Dena Study” o “Anemos” como se presenta en la **Fig. 4-2**. Este concepto de energía se ha convertido en un objetivo en países en vías de desarrollo como Argentina, Brasil, Costa Rica o países de Centro América donde los vientos son bastante favorables, [17].

Es requerimiento estudios que analicen variabilidad del viento – generación, factor de potencia, distorsión armónica, fluctuaciones de tensión, desviaciones de frecuencia que están ligados con la calidad de la energía generada y su incorporación a la red.

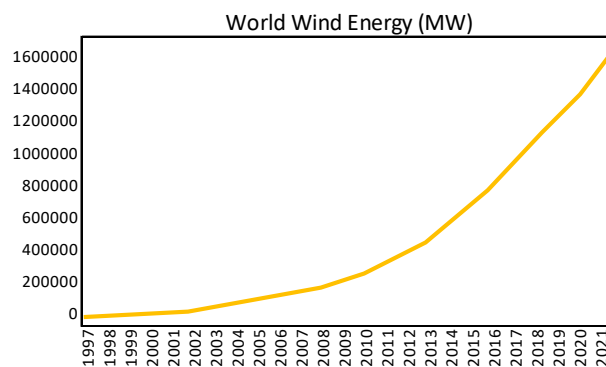


Fig. 4-2 Crecimiento de la capacidad instalada de generación eólica proyectada [17]

La energía eólica depende de la velocidad del viento, con la ayuda de la meteorología y de mapas eólicos se puede conocer emplazamientos que cumplen con condiciones favorables para instalar parques eólicos. Además de predecir el comportamiento del viento y poder coordinar un despacho de potencia generada. Esto no quiere decir que no se presenten

turbulencias o variaciones en el flujo del viento, lo que afecta directamente en la variación de la frecuencia. Esta afectación depende de varios factores como lo es la robustez del SEP.

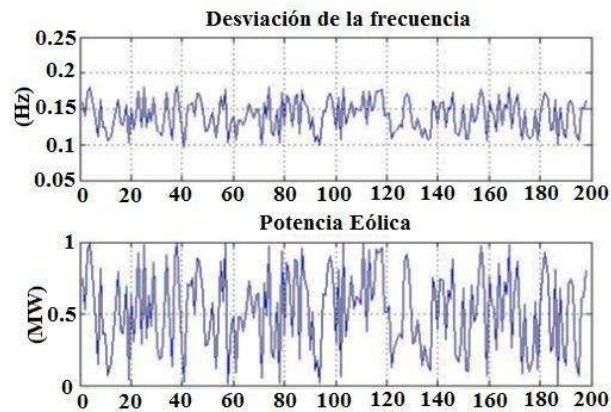


Fig. 4-3 Potencia eólica y desviación de frecuencia [18]

La potencia de los generadores es baja, por esta razón se agrupan una gran cantidad de unidades en un mismo emplazamiento incrementando la potencia a generar y la estabilidad, a esta agrupación de generadores eólicos se los denomina parques eólicos.

La calidad de energía en estados de operación analiza, el estado estable con variaciones lentas de tensión, parpadeo o distorsiones armónicas y, el transitorio con tiempo de análisis cortos, los parpadeos (flickers) y bajas tensiones (drop) creados en la conexión del generador, y cambios de voltaje en la conexión del banco de capacitores o por fallas [19].

4.2 Tecnologías de generación eólica

En la actualidad se encuentra generadores eólicos más sofisticados, resultado del creciente auge de la implementación de parques eólicos. La tecnología ha desarrollado generadores clasificados como:

- Generador eólico de inducción de velocidad fija.
- Generador eólico de inducción doblemente alimentado (DFIG).
- Generador sincrónico de imán permanente.

El sistema de control de potencia está formado por un sistema de supervisión y un sistema de control de velocidad, que actúan como subsistemas separados. El primero actúa sobre el convertidor que gobierna el generador, controlando el par, amortiguando oscilaciones electromecánicas con el objetivo de suavizar la potencia de salida. El segundo está relacionado con el diseño de las palas, partes mecánicas, electrónica de potencia, protecciones; y existen tres formas de control de la potencia mecánica capturada del viento desde el rotor, como: “Stall control, active stall control y pitch control” [20].

“Stall Control”. Es un sistema de paso fijo, realiza un control de la potencia a través de las pérdidas aerodinámicas. Los aerogeneradores con este sistema presentan un complejo diseño aerodinámicamente con las palas unidas al buje, de forma tal que las pérdidas de sustentación ocurren gradualmente, con la desventaja que pueden provocar vibraciones y no se descarta que a alta velocidad de viento puede producirse una caída en la producción de energía eléctrica, por pérdidas de sustentación. Tiene como ventaja que evita las partes móviles del rotor de las palas y la complejidad del sistema de control [20].

“Pitch Control”. Normalmente presente en todos los sistemas de velocidad variable, es un control sobre el ángulo de paso de las palas. El mecanismo de regulación suele ser hidráulico o eléctrico alojado en el buje. Si la potencia generada está por debajo del valor nominal, se captura la máxima energía del viento, fijando el óptimo ángulo de paso y si se alcanza el régimen de funcionamiento nominal, trata de mantener la potencia constante, no necesariamente con la máxima eficiencia de conversión eólica, en tal caso, se hace variar el ángulo de paso capturando menos potencia del viento [20].

“Active Stall Control”. Es un control activo de la potencia por pérdidas aerodinámicas. Técnicamente muy semejante al control de “pitch” y tiene un control más exacto que el “stall control”, funcionando a un amplio intervalo de velocidad del viento. No obstante, a la velocidad nominal pueden ocurrir turbulencias [20].

4.2.1 Generador eólico de inducción de velocidad fija

El generador de inducción de velocidad fija es práctico, de fácil control y el coste en el mercado es bajo. Estos aerogeneradores se conectan directamente a la red mediante una caja de engranajes entre los ejes de alta y baja velocidad.

Para que exista un correcto funcionamiento los generadores de inducción requieren potencia reactiva para mantener el acople magnético entre el rotor y el estator, esta potencia reactiva puede ser suministrada por el propio sistema o una compensación con banco de condensadores o equipos electrónicos.

Estos generadores al estar directamente conectados a la red, producen problemas en las variaciones de la potencia activa y reactiva que depende de la variación del viento, siendo necesario centrales con reserva de giro para cubrir variaciones en la energía entregada a la red.

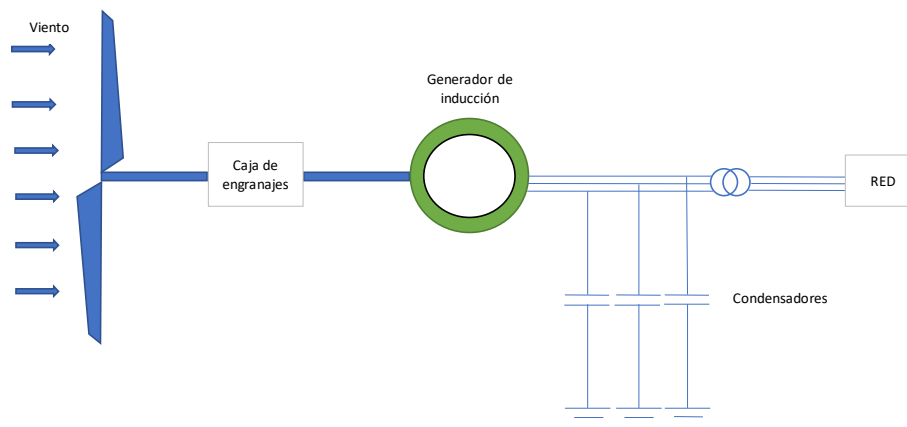


Fig. 4-4 Máquina de inducción de velocidad fija [18]

4.2.2 Máquinas de inducción doblemente alimentada DFIG

En este tipo de generadores, el circuito del estator se conecta directamente a la red y el rotor a un convertidor electrónico de potencia. La potencia que pasa por el dispositivo electrónico es un 20 a 30% de la potencia nominal, reduciendo pérdidas si ingresará el cien por ciento de la potencia y el costo al tratarse de un convertidor que trabaja con una fracción de la potencia nominal.

Los generadores eólicos de velocidad variable permiten reducir las fluctuaciones de la tensión en el punto de conexión con la red y controlan una potencia activa - reactiva que se entrega.

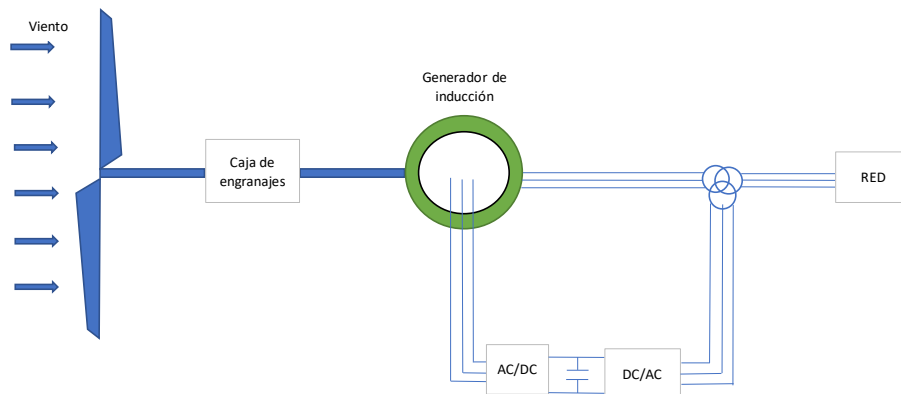


Fig. 4-5 Máquina de inducción doblemente alimentada [18]

4.2.3 Máquina sincrónica de imanes permanentes.

La cantidad de polos de estas máquinas síncronas es elevada, si se le incorpora una caja de engranajes aumenta su velocidad. El generador sincrónico de imanes permanentes (PMG) es más eficiente, más compacto que las máquinas de excitación continua. Sin embargo, el precio es elevado y al pasar toda la potencia por los rectificadores no permiten control de reactivos o de tensión [21]. Este generador se encuentra completamente aislado de la red.

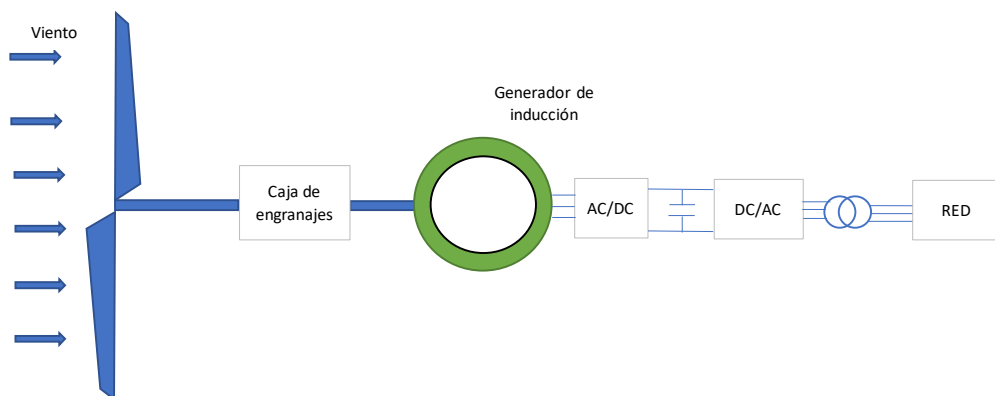


Fig. 4-6 Máquina sincrónica de imanes permanentes [18]

4.3 Estabilidad de penetración de ERNC

Un SEP con altos niveles de penetración de generación eólica o solar tiene como desventaja mantener un riesgo en la estabilidad de frecuencia. Ese riesgo está ligado con la respuesta inercial ante una contingencia como la salida de unidad o unidades de generación, e incide directamente con el CPF.

La energía del viento tiene un comportamiento estocástico, en un sistema eléctrico con un alto grado de penetración de este tipo de energía, acarrea problemas en el control de frecuencia. La variabilidad del viento hace que la potencia generada presente variaciones, y la pérdida de generación o demanda va a exigir al control de frecuencia del sistema una respuesta adecuada.

Efectos de la respuesta inercial generación eólica

Las turbinas eólicas de velocidad variable tienen una cantidad significativa de energía cinética almacenada en sus aspas, pero, éstas no son un aporte de inercia al sistema ante un disturbio o contingencia debido a que existe un convertidor de potencia que desacopla el generador con la red. Luego, el aumento de las inyecciones de energía eólica, necesariamente lleva a un deterioro de la capacidad de regulación de frecuencia del sistema de potencia del sistema eléctrico en su conjunto.

Para poder mitigar este efecto de la energía cinética se han propuesto soluciones tecnológicas que consisten en modificar el control de los generadores eólicos para emular inercia y formar parte del CPF. A menor inercia en un SEP, la respuesta inercial puede ser más rápida y tener una caída profunda de la frecuencia.

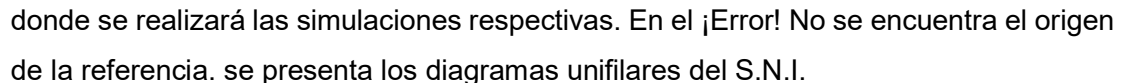
5 Capítulo 5. Escenarios de análisis

5.1 Generación Transmisión y distribución

5.1.1 Sistema Nacional Interconectado

En cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo de titulación, es preciso definir escenarios de participación de generación eólica dentro del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), el incremento de la demanda y establecer un escenario de contingencia que sea perjudicial para la frecuencia del sistema. Para ello, se ha gestionado la provisión de un modelo completo del S.N.I. en la herramienta informática Power Factory DigSilent versión 2021 por parte del CENACE. Sobre este modelo base, se irá incorporando bloques de generación eólica a fin de evaluar la respuesta en términos de frecuencia del sistema y de su vulnerabilidad ante la integración de estos agentes de generación renovable no convencional. El modelo provisto está estructurado en varios sub bloques internamente enlazados, debido al tamaño del sistema y para un mejor entendimiento.

- Bloque Colombia Ecuador Bloque oriental
- Bloque Cuenca Bloque Trinitaria
- Bloque Ecuador Perú Bloque Pascuales
- Bloque Molino Milagro Bloque Salitre
- Bloque Santo Domingo Bloque Santa Rosa Totoras
- Bloque Quito

En la **Fig. 5-1** se presenta un panorama de la estructura del S.N.I. en versión 2021 donde se realizará las simulaciones respectivas. En el  se presenta los diagramas unifilares del S.N.I.

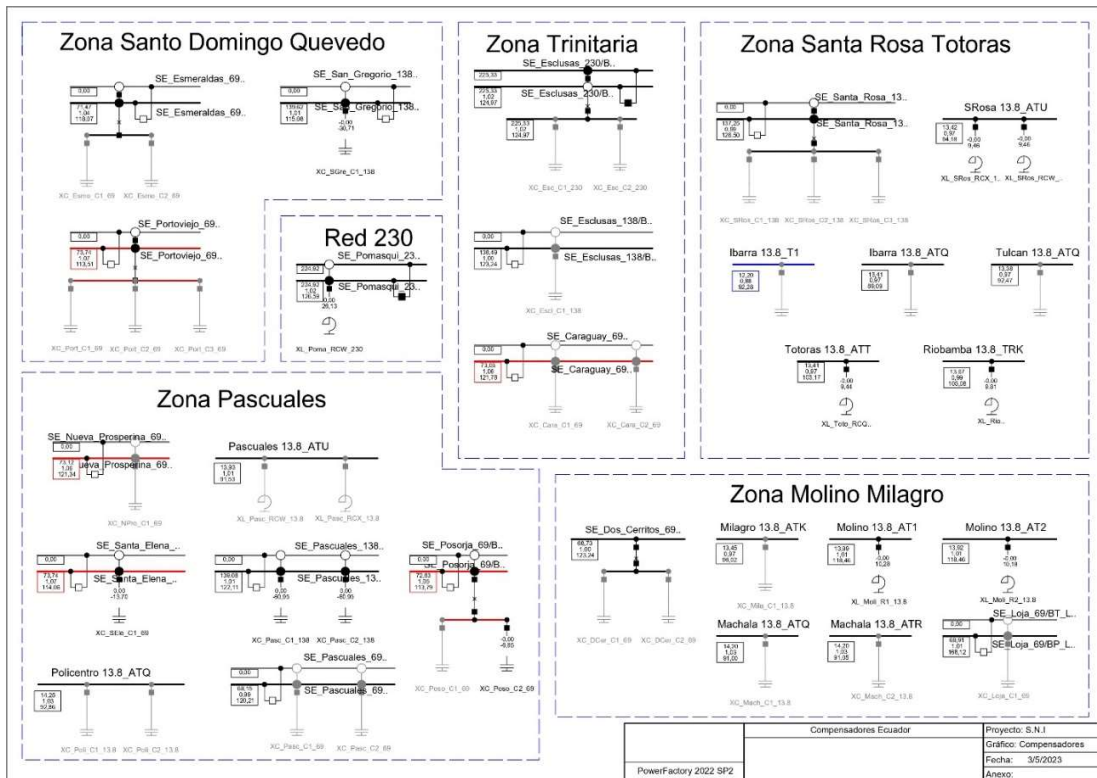


Fig. 5-1 Estructura del S.N.I. Power Factory 2021 [22]

5.1.2 Fuentes Renovables de Generación

En el Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027 en el punto respecto a la generación de otras fuentes renovables en el largo plazo se establece el potencial eléctrico eólico de 1691MW, y en el corto plazo un potencial factible de 884MW. Además, se establece un ingreso de potencial geotérmico 900Me, un potencial teórico de biomasa de 500MW de generación firme. Estas tecnologías de generación renovables no incorporan respuesta inercial en la CPF ante disturbios [22]. En la **Tabla 5-1** se presenta la potencia a ingresar en el corto plazo.

Tabla 5-1 Provincias con potencial eólico importante [22]

POTENCIA INSTALABLE				INTEGRACION ACUMULADA		
Provincia	Rango velocidad m/s	Potencia Instalable [MW]	Energía Annual [GWh/año]	Potencia instalable [MW]	Representación respecto del potencial total (%)	Ingreso Corto plazo (MW)
Pichincha	6.5 - 7.0	1,16	210,18	122,42	13,84%	122
Chimborazo	7.0 - 7.5	44,91	61,14	35,61	4,03%	35
Cañar	7.0 - 7.5	34,49	123,36	71,85	8,13%	71
Azuay	7.0 - 7.5	186,47	174,74	101,77	11,51%	101
Loja	7.0 - 7.5	320,77	893,62	520,46	58,86%	520
				POTENCIA (MW)		849

En el estudio de “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina” publicado en el 2019 establece un ingreso hasta el 2027 de 500MW de generación eólica iniciando este ingreso a partir del 2023. El estadístico y el potencial de ingreso de generación eólica se basa en el funcionamiento de la central Villonaco I (2015, 50% producción de lo estimado), proyecto Huascachaca, y la planificación de Villonaco II y III [22].

En el [Error! No se encuentra el origen de la referencia. se presenta la distribución de la generación eólica acorde a su potencial en cada una de las provincias del país, graficados en un mapa del Sistema Eléctrico Ecuatoriano por empresas distribuidoras y provincias **Tabla 5-1**.

5.1.3 Generación convencional

El archivo Power Factory DigSilent del sistema eléctrico de potencia del Sistema Nacional Interconectado S.N.I. Ecuatoriano en la versión 2021 se simula en condiciones normales, despachando las unidades disponibles, en la **Tabla 5-2** se presenta las unidades de generación hidráulica más importantes, con el objetivo de simular la salida de una unidad que aporte energía constantemente al sistema y que brinde soporte inercial para la regulación de frecuencia primaria.

Tabla 5-2 Unidades de generación en despacho

Unidades de generación - Despacho			
Unidades de generación	Potencia activa (MW)	Unidades de generación	Potencia activa (MW)
G_HEMB_DPER_U1	52,83	G_HEMB_SOPL_U2	123,12
G_HEMB_DPER_U2	52,83	G_HEMB_SOPL_U1	123,12
G_HEMB_MAZA_U1	78,00	G_HPAS_CCS_U1_	93,15
G_HEMB_MISF_U1	62,48	G_HPAS_CCS_U2_	93,15
G_HEMB_PAUT_U1	75,03	G_HPAS_CCS_U3_	93,15
G_HEMB_PAUT_U1	77,32	G_HPAS_CCS_U4_	93,15
G_HEMB_PAUT_U2	75,03	G_HPAS_CCS_U5_	93,15
G_HEMB_PAUT_U3	75,03	G_HPAS_CCS_U6_	93,15
G_HEMB_PAUT_U4	75,03	G_HPAS_DELS_U1	29,46
G_HEMB_PAUT_U5	75,03	G_HPAS_DUE_U1_	24,85
G_HEMB_PAUT_U6	77,32	G_HPAS_DUE_U2_	24,85
G_HEMB_PAUT_U7	77,32	G_HPAS_SFRA_U1	79,58
G_HEMB_PAUT_U9	77,32	G_HPAS_SFRA_U2	79,58
G_HEMB_PAUT_U8	77,32	G_TTVA_GZEV_TV	26,00
G_HPAS_AGOY_U1	55,00	G_TTVA_GZEV_TV	26,00
G_HPAS_AGOY_U2	55,00		
Potencia generada 1 (MW)	1117,87	Potencia generada 2 (MW)	1095,45
		Potencia total (MW)	2213,32

5.1.4 Proyección de demanda

La demanda considera el crecimiento desde el 2016 a 2025, esta se presenta en bornes de generación y por distribuidora. Es de interés de este estudio el crecimiento sectorizado, para analizar las contingencias ante la salida de generación eólica. En el Plan maestro de electricidad 2016 – 2025 existen 5 hipótesis: Primera hipótesis que es presentado en la **Tabla 2-2** que considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica. Segunda hipótesis considera incorporar a la hipótesis 1 cargas singulares como Refinería de Esmeraldas, Pacifico, cementeras, acero, minería, transporte, industria, automotriz o salud [6]. Tercera hipótesis: considera la hipótesis 2, más el Programa de Eficiencia Energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad PEC. La hipótesis cuarta considera la hipótesis tres, más, el ingreso paulatino de la refinería del pacifico Eloy Alfaro, y finalmente a la hipótesis cuarta se

suma el ingreso de proyectos petroquímicos, mineros como el cobre o aluminio, resultando en la hipótesis quinta. De estas hipótesis planteadas en el año 2016 se considera el caso base como crecimiento medio y con una variación del PIB +/- 1% generan el caso de crecimiento menor y crecimiento mayor [22].

Los escenarios bajo, medio y alto representados en la hipótesis 3 de demanda proyectada, son presentados en el ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

5.1.5 Escenarios

5.1.5.1 Condiciones iniciales

Como caso base para el estudio, se ha definido el siguiente escenario operativo bajo las siguientes condiciones:

- El Sistema Nacional interconectado (S.N.I.) sin interconexiones de Colombia y Perú en formato Power Factory DigSilent 2021 suministrado por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE).
- La central eólica Villonaco estará operativa con una potencia instalada de 16.5MW.
- La central eólica Minas de Huasachaca estará operativa y disponible con una potencia instalada de 50MW.
- Las dos consideraciones anteriores harán que la generación renovable eólica instalada sea de 66.5MW, que representa el 0.68% de la potencia instalada del país (9729.14MW). La demanda en bornes de generación se establece en el valor de 4261.62MW (diciembre de 2022) y la preferencia de despacho de generación renovable representará el 1% de la demanda [23].
- Todos los bloques de generación eólica serán alimentados con una velocidad de viento incidente tal que les obligue a producir su potencia nominal y que ésta se mantenga invariable durante el tiempo de análisis [24].

- La frecuencia del sistema será medida en algunas barras de 138kV del S.N.I. Las barras consideradas se encuentran en diferentes puntos cardinales del país, en extremos, con el objetivo de apreciar la afectación en la frecuencia con ingreso de generación eólica simulando una contingencia. Las subestaciones (S/E) a considerar son: S/E Tulcán a 138kv, S/E Esmeraldas a 138kv, S/E Molino a 138kV y S/E Santa Elena a 138Kv. Las posiciones geográficas de estas barras se han marcado en rojo en el mapa de la **Fig. 5-2**.

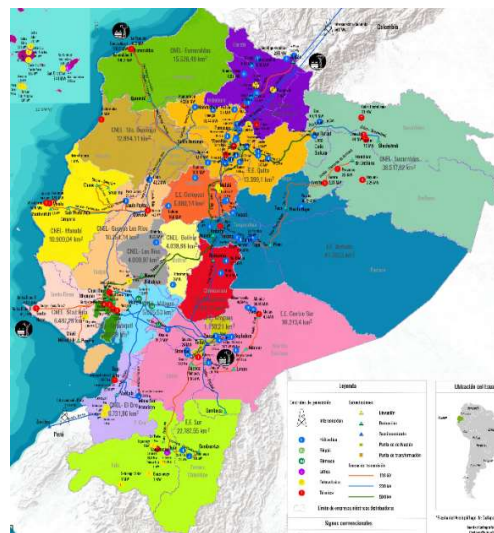


Fig. 5-2 Puntos de medición de frecuencia en subestaciones

5.1.5.2 Casos de estudio

Se plantean cinco casos de estudio. En los dos primeros se considera la generación eólica operativa actualmente en el S.N.I. con y sin contingencia y, en los otros tres escenarios, se considera el ingreso paulatino de generación eólica basado en las proyecciones de expansión descritas en el Atlas Eólico del Ecuador.

✓ **Caso Base**

Considera la simulación del S.N.I. con los parámetros actuales de disponibilidad de unidades, transformadores de potencia, líneas de

transmisión, transformadores de distribución, líneas de distribución y la demanda actual del sistema en condiciones normales (sin contingencia). Este escenario considera, además, la generación eólica disponible actualmente: 66.5MW operando a plena potencia.

✓ Escenario 1

Considera la simulación del caso base durante 200 segundos con la salida de la unidad U6 de la central Paute Molino en el segundo 100 a fin de introducir una gran perturbación en el sistema eléctrico.

✓ Escenario 2

Considera la simulación del escenario 1, con el ingreso de generación eólica en diferentes provincias que sumen una potencia de 268.41MW.

✓ Escenario 3

Simulación del escenario 1 con el ingreso de 648.97MW de generación eólica en diferentes puntos del territorio nacional.

✓ Escenario 4

Estudia la simulación del escenario 1, con el ingreso de generación eólica en diferentes provincias que reúnan un total de 885.10MW de potencia generada.

5.2 Simulaciones realizadas

5.2.1 Caso Base

El objetivo principal de este caso es representar el funcionamiento normal del S.N.I. con la generación eólica existente de 66.5MW. Se analiza el comportamiento del S.N.I. durante 200 segundos sin presentar contingencia. La **Fig. 5-3** muestra que la frecuencia medida en cuatro S/E en distintos puntos del territorio ecuatoriano se

mantiene en niveles seguros dentro de los límites contemplados en la regulación: límite superior (60.15 Hz.) y límite inferior (59.85 Hz.).

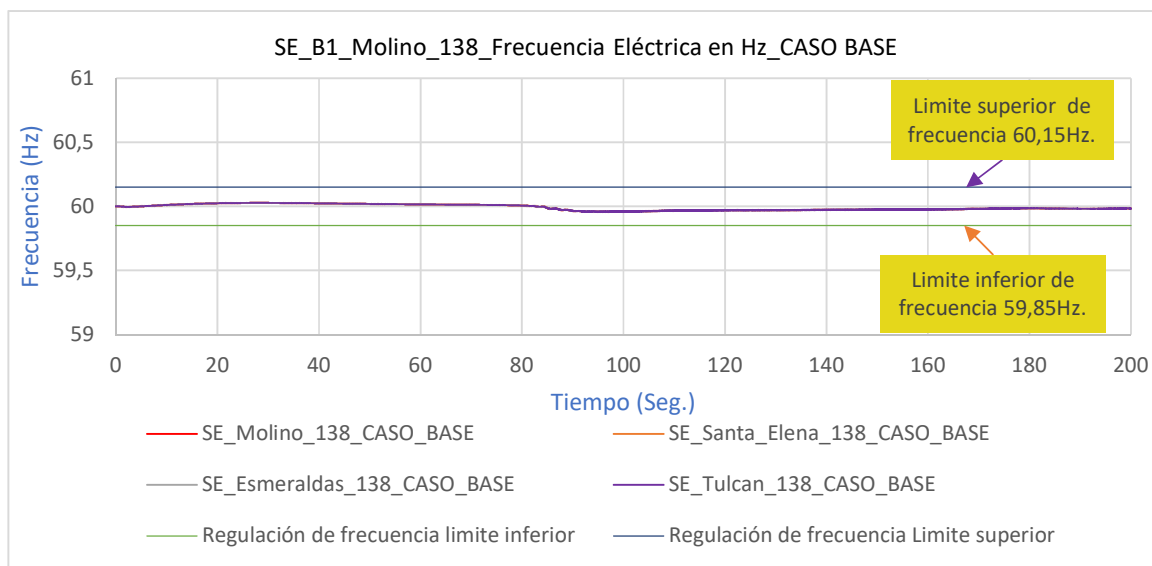


Fig. 5-3 Frecuencia en 5 barras de S/E del S.N.I. Caso Base

5.2.2 Escenario 1

Este escenario considera el caso base con una generación eólica existente de 66.5MW y un periodo de análisis de 200 segundos. A los 100 segundos de simulación se introduce una contingencia N - 1 que tenga relevancia en el sistema eléctrico y que constituya un evento crítico. Para el efecto, se selecciona la unidad 06 de la central Paute Molino con una potencia nominal de 115MW. Al ser una unidad con modelo de generador tipo síncrono, esta aporta significativamente a la respuesta inercial del sistema. De acuerdo con las estadísticas, esta central presenta alrededor de 4 fallas por año [25].

La frecuencia en las subestaciones escogidas para el análisis es graficada en la **Fig. 5-4**. En esta se observa que durante la contingencia la frecuencia en la S/E Molino cae hasta 59.8665 Hz, una variación en la frecuencia de 0.1335 Hz con respecto a la frecuencia de referencia 60Hz. Esta caída de frecuencia casi roza el límite inferior exigido por la regulación ARCERNR 004/20. La frecuencia donde se estabiliza el

sistema (59.9391Hz) y a la respuesta inercial del sistema durante la contingencia no sobrepasan los límites en la regulación 004/20. En la **Tabla 5-3** se resumen los resultados numéricos alcanzados en las simulaciones.

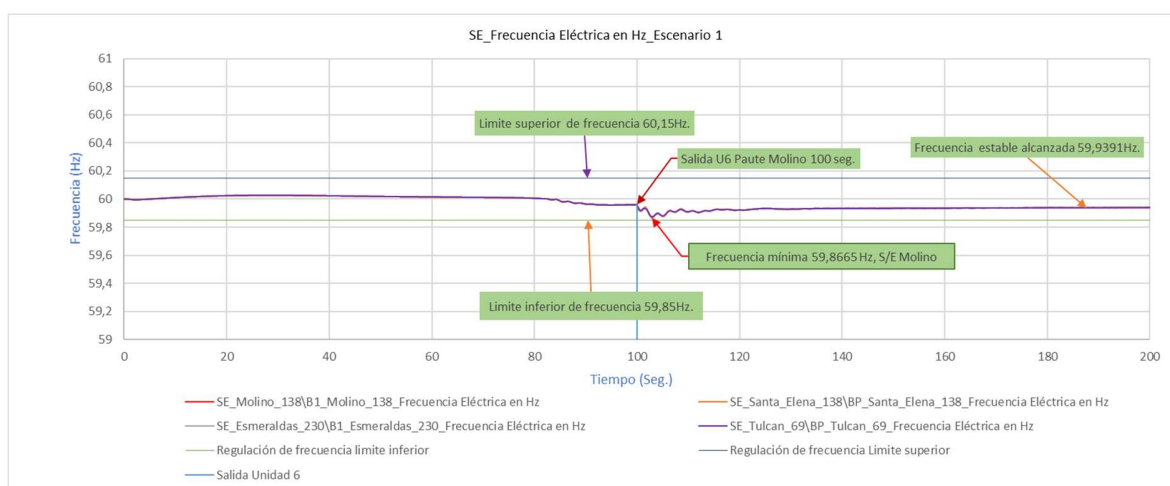


Fig. 5-4 Frecuencia en 5 barras de S/E del S.N.I. Escenario 1

Tabla 5-3 Frecuencia mínima obtenida en las subestaciones

Parámetros	SE_B1_Molino_138 Frecuencia Eléctrica en Hz	SE_BP_Santa_Elena_138 Frecuencia Eléctrica en Hz	SE_B1_Esmeraldas_230 Frecuencia Eléctrica en Hz	SE_BP_Tulcan_69 Frecuencia Eléctrica en Hz
Frecuencia (Hz)	59,8665	59,8677	59,8691	59,8738
Tiempo (Seg.)	102,9233	102,9233	102,9233	102,9233

5.2.3 Escenario 2

Al escenario 1 con la contingencia a los 100 segundos, se le incorpora generación eólica para obtener un total de 268.41MW de generación eólica en las provincias que presentan este potencial. Para alcanzar los 268.41MW de producción, se alimentan los bloques de generación eólica con una velocidad del viento superior a 7m/s en el modelo implementado en el programa de simulación [2]. Se establece un ingreso de generación eólica acorde a la **Tabla 5-4** donde se ha establecido la conexión a subestaciones a 69kV de diferentes distribuidoras del país. Para poder evacuar el potencial eólico de cada una de las provincias se consideró:

Tabla 5-4 Provincias con potencial eólico en el Atlas Eólico del Ecuador

Número	Pichincha	Rango velocidad	Area	Potencia Instalable	Factor de capacidad	VIENTO [m/s]	AREA [m/s]	POTENCIA INSTALABLE	ENERGIA ANUAL
1	Carchi	7.0 - 7.5	1,24	3,72	0,20	> 7	4,60	13,80	23,69
2	Imbabura	7.0 - 7.5	1,08	3,24	0,20	> 7	3,68	11,04	18,96
3	Pichincha	7.0 - 7.5	21,25	63,76	0,20	> 7	40,81	122,42	210,18
4	Bolívar	7.0 - 7.5	1,02	3,05	0,20	> 7	2,42	7,27	12,49
5	Chimborazo	7.0 - 7.5	7,31	21,93	0,20	> 7	11,87	35,61	61,14
6	Cañar	7.0 - 7.5	11,50	34,49	0,20	> 7	23,95	71,85	123,36
7	Azuay	7.0 - 7.5	21,38	64,14	0,20	> 7	22,92	101,77	174,74
8	Loja	7.0 - 7.5	71,46	214,38	0,20	> 7	173,49	521,46	893,62
				TOTAL		> 7	294,74	885,81	1518,17

- ✓ Al incorporar el potencial eólico de las provincias en un 30% del total del potencial en el corto plazo, se distribuye en cada provincia equitativamente y porcentualmente los 268.41MW acorde a la **Tabla 5-4**.
- ✓ Para introducir esta importante cantidad de generación eólica es preciso realizar una repotenciación de la infraestructura eléctrica en los dos parques eólicos existentes: Huaschaca y Villonaco con el detalle que se puede consultar en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**
- ✓ Para las demás provincias como: Pichincha, Chimborazo, Cañar y Azuay, que no tienen unidades de generación eólica en funcionamiento, se consideraron los siguientes criterios:
 - Subestaciones que pertenecen a distribuidoras que se encuentran cerca de los puntos con potencial eólico a niveles de voltaje de 69kV. Se consideran 5 puntos de aporte de generación eólica acorde a la **Fig. 5-5**.

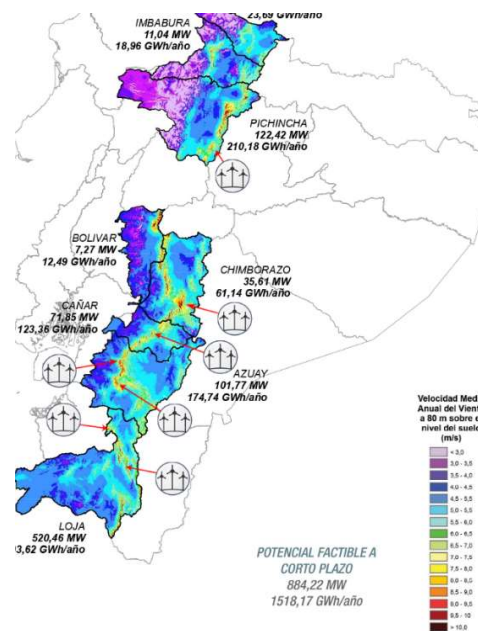


Fig. 5-5 Distribución de puntos de inyección de generación eólica

- Las subestaciones consideradas son: Pichincha a través de la S/E El Carmen de 138kV con un potencial de 23.68MW, Riobamba a través de la S/E Riobamba de 69Kv con un potencial de 18.94MW, Cañar mediante la S/E Ocaña con un potencial de 14.21MW y Azuay se ha dividido en dos puntos de aporte de generación, en la S/E Lentag y S/E 13, cada una con un potencial de 26.84MW.

Tabla 5-5 Subestaciones a inyectar potencial eólico escenario 2

Provincia	Subestaciones	Potencia instalable [MW]
Pichincha	S/E EL CARMEN 138KV	23,68
Chimborazo	S/E RIOBAMBA 69KV	18,94
Cañar	S/E OCAÑA 69KV	14,21
Azuay	S/E 13 CENTROSUR 69KV	26,84
	S/E LENTAG 69KV	26,84
Loja	S/E UCHUCAY 138KV	78,95
	S/E VILLONACO 69KV	78,95
POTENCIA (MW)		268,41

El ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia. describe con un mayor detalle las acciones conducentes a la modificación de parámetros en el programa de simulación para configurar el presente caso de estudio.

Para provincias como: Carchi (13.80MW), Imbabura (11.04MW) y Bolívar (7.27MW) que suman 32.11MW y que representan 3.62% del potencial eólico proyectado en el corto plazo no se consideran para incorporar al Sistema Nacional Interconectado. En su lugar este porcentaje es repartido proporcionalmente a las demás provincias en las cuales ya se han añadido los nuevos bloques de generación eólica.

La respuesta del S.N.I. es presentada en la **Fig. 5-6** del Sistema Nacional Interconectado con el incremento de potencia eólica y la contingencia N-1. Se puede observar dos comportamientos pronunciados, el primero la estabilización del sistema y el segundo la respuesta inercial del sistema ante la contingencia. En la **Fig. 5-7** se ha ampliado la visión de una de las dinámicas de la frecuencia presentadas por el sistema en su respuesta ante contingencia.

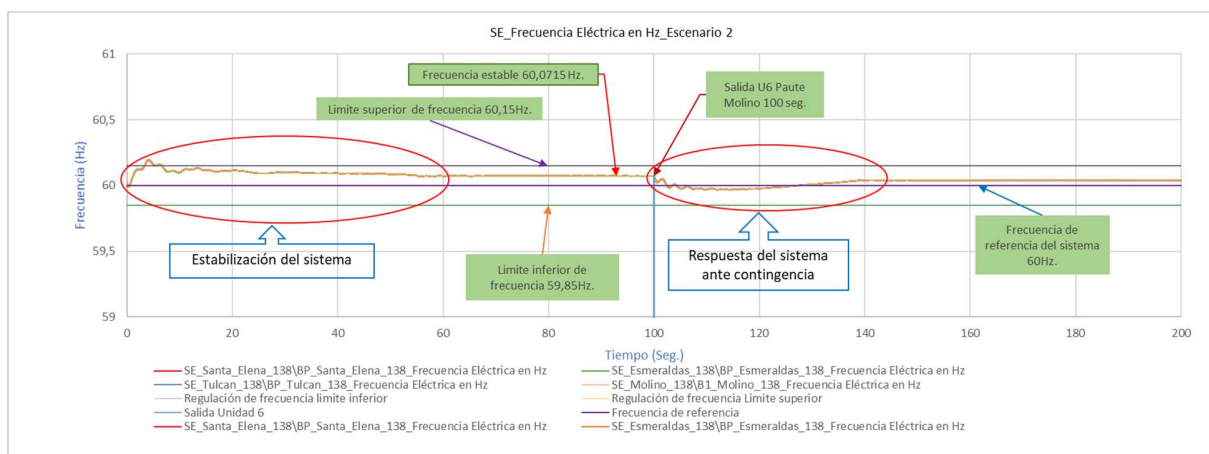


Fig. 5-6 Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 2

La respuesta inercial del sistema presenta en la subestación Molino la caída más pronunciada con una frecuencia mínima obtenida de 59.9674Hz con una variación de 0.105Hz (0.17%) con respecto a su valor preliminar 60.0724Hz.

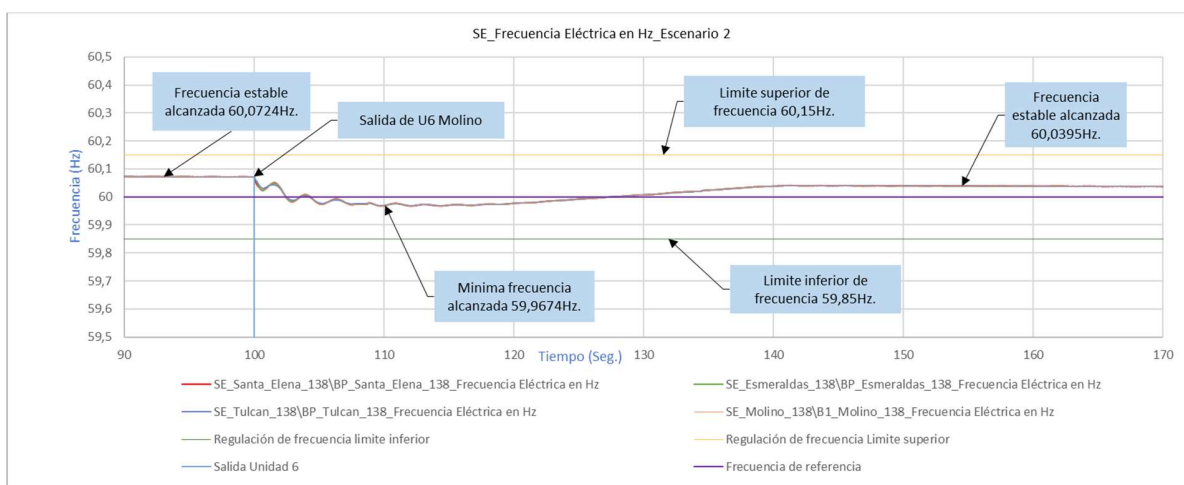


Fig. 5-7 Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I. – Escenario 2

El sistema se estabiliza después de la contingencia en 140 segundos desde que inicia la simulación, y 40 segundos después del evento, estabilizándose en una frecuencia de 60.0395Hz.

5.2.4 Escenario 3

Este escenario considera la salida de la unidad U6 de la central Paute Molino cuando el sistema eléctrico integra una potencia eólica instalada de 648.97MW. Se presenta en la **Tabla 5-6** los incrementos de potencia en cada una de las provincias y las subestaciones donde se considera el emplazamiento de los parques eólicos.

Tabla 5-6 Subestaciones a instalar potencial eólico escenario 2

Provincia	Subestaciones	Potencia instalable [MW]
Pichincha	S/E El CARMEN 138KV	55,27
Chimborazo	S/E RIOBAMBA 69KV	45,79
Cañar	S/E OCAÑA 69KV	36,32
Azuay	S/E 13 CENTROSUR 69KV	63,16
	S/E LENTAG 69KV	63,16
Loja	S/E UCHUCAY 138KV	192,64
	S/E VILLONACO 69KV	192,64
POTENCIA (MW)		648,97

La respuesta del S.N.I. en términos de la frecuencia es presentada en la **Fig. 5-8**. Se puede observar dos comportamientos pronunciados, el primero la estabilización del sistema y el segundo la respuesta inercial del sistema ante la contingencia, que es la franja temporal en la cual se centra el interés de este trabajo. La **Fig. 5-9** muestra una perspectiva ampliada de la frecuencia presentada por el sistema en su respuesta ante la contingencia.

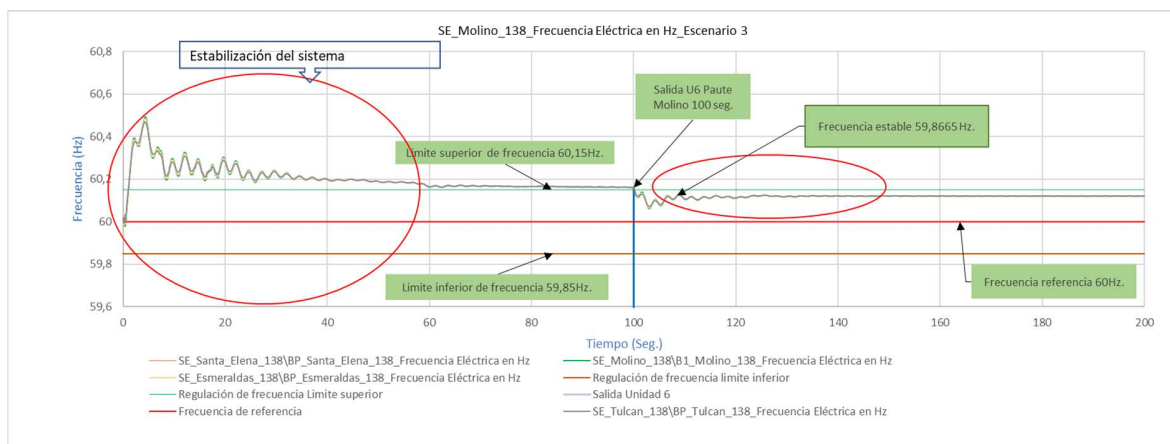


Fig. 5-8 Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 3

En la respuesta inercial se considera una nueva frecuencia de referencia de 60.16Hz, que es el valor antes de la perturbación. Se presenta en la subestación Tulcán la caída más pronunciada con una frecuencia mínima obtenida de 59.9792Hz con una variación de 0,1808Hz (0.30%) con respecto a 60Hz, el sistema se estabiliza a los 140 segundos a una frecuencia de 60.1206Hz. En este caso, el desvío de frecuencia excede con creces el valor máximo permitido por el código de red ecuatoriano (0.25%). Esta prueba muestra que conforme se va integrando más generación eólica y se repite este estudio de contingencia, la respuesta inercial del sistema se ve cada vez más agravada.

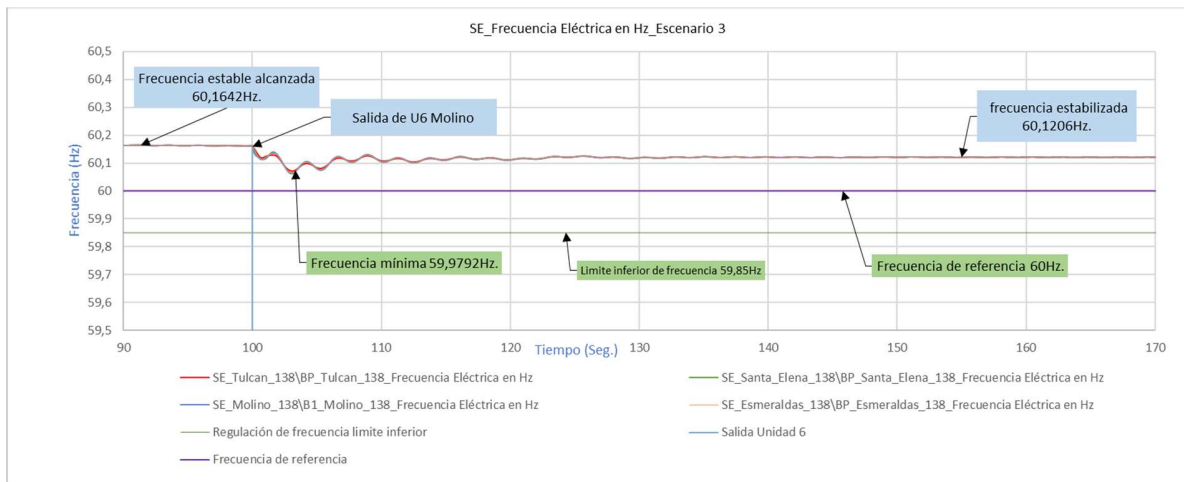


Fig. 5-9 Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I. – Escenario 3

5.2.5 Escenario 4

Para estudiar este escenario se considera la integración de 885.10MW, los cuales representan el 100% del potencial eólico proyectado para el corto plazo por el Atlas Eólico Ecuatoriano. En la **Fig. 5-10** se ilustra la respuesta del sistema ante una contingencia con la participación de 885.10MW de generación eólica que, para el escenario simulado, representa el 20.78% de demanda nacional. -En la **Tabla 5-7** se presenta la distribución de potencial eólico repartido por provincia.

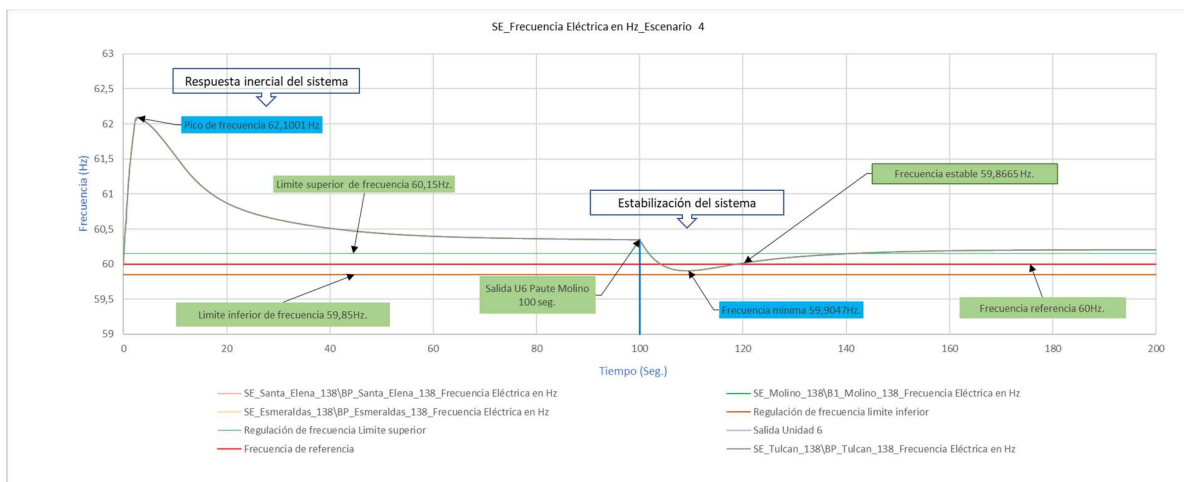


Fig. 5-10 Respuesta del S.N.I. ante contingencia – escenario 4

Tabla 5-7 Potencial eólico generado por provincias

Provincia	Subestaciones	Potencia generada
Pichincha	S/E EI CARMEN 138KV	61,92
Chimborazo	S/E RIOBAMBA 69KV	34,10
Cañar	S/E OCAÑA 69KV	36,48
Azuay	S/E 13 CENTROSUR 69KV	81,68
	S/E LENTAG 69KV	93,00
Loja	S/E UCHUCAY 138KV	288,96
	S/E VILLONACO 69KV	288,96
POTENCIA (MW)		885,10

Posterior a la contingencia se presenta la respuesta inercial del sistema ante un evento, con una frecuencia mínima en la subestación Tulcán con 59.9047Hz alcanzado una estabilidad de 60.1946Hz en 180 segundos de simulación como se presenta en la **Fig. 5-11**.

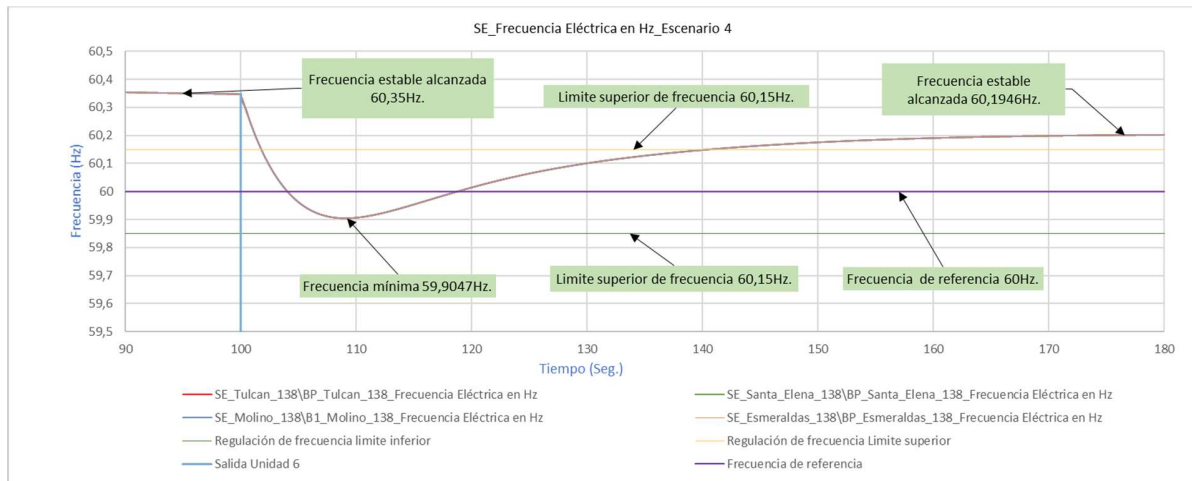


Fig. 5-11 Respuesta inercial de frecuencia del S.N.I Escenario 4

5.2.6 Análisis de resultados

En los escenarios simulados en este trabajo se comprueba que, incrementando la penetración de generación eólica al Sistema Nacional Interconectado, la caída de frecuencia debida a una contingencia se incrementa en consecuencia, así como, el valor de la frecuencia donde se estabiliza el sistema. Los resultados presentados en las secciones precedentes muestran el comportamiento del sistema eléctrico en los escenarios diseñados para este estudio. No obstante, debido a que en cada uno de los escenarios las condiciones iniciales del problema se ajustan a las particularidades del sistema y de la integración de generación eólica, es muy difícil realizar una comparación inmediata entre escenarios simulados.

En este apartado se presenta un estudio comparativo de las respuestas alcanzadas en simulaciones, luego de ajustar el “offset” en las curvas de frecuencia de tal manera que el valor de la frecuencia instantes previos a la contingencia sean aproximadamente las mismas. Para un análisis adecuado es necesario ajustar la serie de tiempos obtenidas en la simulación a una frecuencia de referencia (pre-contingencia) estándar. El ajuste a una frecuencia estándar que permita una mejor evaluación y apreciación de la respuesta inercial del sistema, se plantea a los 100 segundos de simulación, que es cuando sale de funcionamiento la unidad U6 de la central Molino y la frecuencia de referencia del sistema sea 60Hz. Para el caso base se suma 0.039Hz a cada una de las frecuencias obtenidas en la simulación, escenario 1 se suma 0.040Hz, escenario 2 se resta 0.072Hz, escenario 3 se resta 0.162Hz y finalmente para el escenario 4 se resta 0.3473Hz.

Tabla 5-8 Frecuencia de referencia en cada escenario

Descripción de casos de estudio	Potencia Eólica (MW)	Frecuencia de referencia a 100 seg. (Hz.)	Variación de la frecuencia (Hz)	Variación de la frecuencia (%)	Operación
Caso base	66,50	59,9606	0,039	0,07%	Sumar
Escenario 1	66,50	59,9604	0,040	0,07%	Sumar
Escenario 2	268,41	60,0715	0,072	0,12%	restar
Escenario 3	648,96	60,1619	0,162	0,27%	restar
Escenario 4	885,81	60,3473	0,347	0,58%	restar

NOTA: Se calculó el porcentaje de variación de frecuencia respecto a 60Hz.

Los valores máximos y mínimos de frecuencia de las 4 subestaciones en cada uno de los escenarios son presentados en la **Tabla 5-9** donde se puede observar que la variación entre frecuencias de las subestaciones en un mismo escenario son despreciables, se escoge una respuesta inercial en la subestación Molino debido a la aportación al S.N.I. con el proyecto Paute Integral, tamaño de las unidades de la central y se presenta la contingencia en la central Paute.

Tabla 5-9 Frecuencias máxima y mínima en subestaciones

Subestaciones	Generación eólica 66,5MW			Generación eólica 281MW			Generación eólica 681MW			Generación eólica 851MW		
	Frecuencia min (Hz)	Tiempo (Seg.)	Frecuencia máx (Hz)	Frecuencia min (Hz)	Tiempo (Seg.)	Frecuencia máx (Hz)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (Seg.)	Frecuencia máx (Hz)	Frecuencia min (Hz)	Tiempo (Seg.)	Frecuencia máx (Hz)
SE_B1_Molino_138_Frecuencia Eléctrica en Hz	59,8665	102,9233	60,0272	59,9674	102,9233	60,1950	59,9836	102,9233	60,4845	59,9049	102,9233	62,0919
SE_BP_Santa_Elena_138_Frecuencia Eléctrica en Hz	59,8677	102,9233	60,0272	59,9675	102,9233	60,1933	59,9937	102,9233	60,469	59,9048	102,9233	62,1001
SE_B1_Esmeraldas_138_Frecuencia Eléctrica en Hz	59,8691	102,9233	60,0272	59,9677	102,9233	60,1924	59,9837	102,9233	60,4873	59,9048	102,9233	62,0893
SE_BP_Tulcan_138_Frecuencia Eléctrica en Hz	59,8738	102,9233	60,0272	59,9683	102,9233	60,1869	59,9792	102,9233	60,4926	59,9047	102,9233	62,0934

Las curvas de frecuencia de la subestación Molino a 138KV de los tres primeros escenarios incluyendo el caso base son presentados en la **Fig. 5-12**. Se puede observar que los incrementos de generación eólica producen inestabilidad en la frecuencia del sistema al iniciar, para posteriormente estabilizar al sistema a una frecuencia que cumple la regulación, una vez generada la contingencia estabiliza el sistema dentro del margen considerado por regulación.

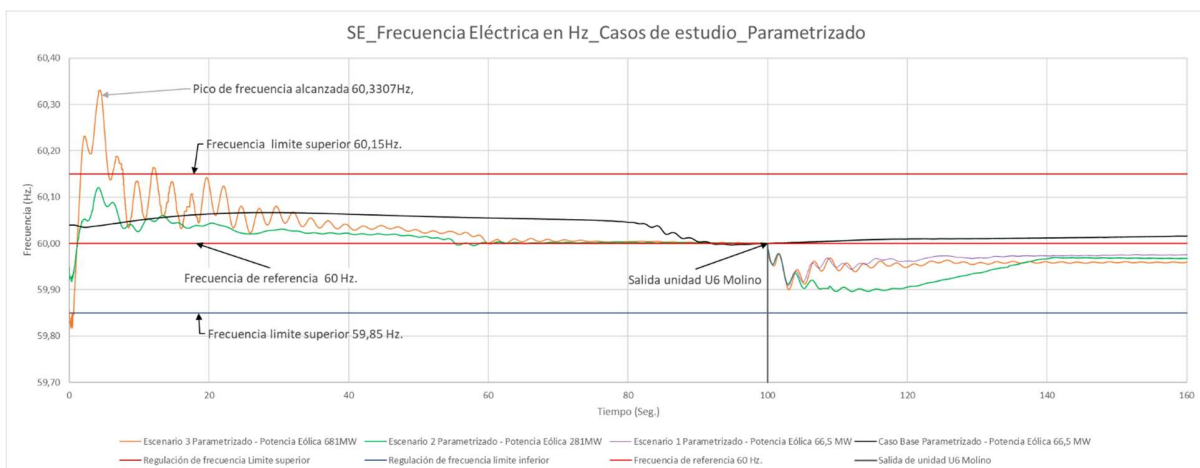


Fig. 5-12 Frecuencia Escenarios de análisis parametrizados

El escenario 3 se presenta variación en la frecuencia que sobrepasan con 0.15Hz el margen considerado por los entes de control con una potencia eólica de 681MW que representa el 15.97% de la demanda en bornes de generación y el 6.99% de la potencia instalada en el país.

En la **Fig. 5-13** se puede observar la afectación que produce el incremento de generación eólica de 681MW para el escenario 3 a 885MW en el escenario 4, con un incremento de potencia respecto al escenario anterior del 30%. Con el incremento de generación eólica a 885.10MW es notorio la inestabilidad en el S.N.I., sobrepasando el margen permisible en 1.73Hz al momento de estabilizar el sistema y en la respuesta inercial la respuesta cae a 0.44Hz sobrepasando los límites permitidos por los entes de control. Finalmente, la **Tabla 5-10** resume los resultados numéricos de ciertas variables de interés.

En la **Fig. 5-13** se puede observar la afectación que produce el incremento de generación eólica de 681MW para el escenario 3 a 885MW en el escenario 4, con un incremento de potencia respecto al escenario anterior del 30%. Con el incremento de generación eólica a 885.10MW es notorio la inestabilidad en el S.N.I., sobrepasando el margen permisible en 1.73Hz al momento de estabilizar el sistema y en la respuesta inercial cae a 0.44Hz sobrepasando los límites permitidos por los entes de control. Finalmente, la **Tabla 5-10** resume los resultados numéricos de ciertas variables de interés.

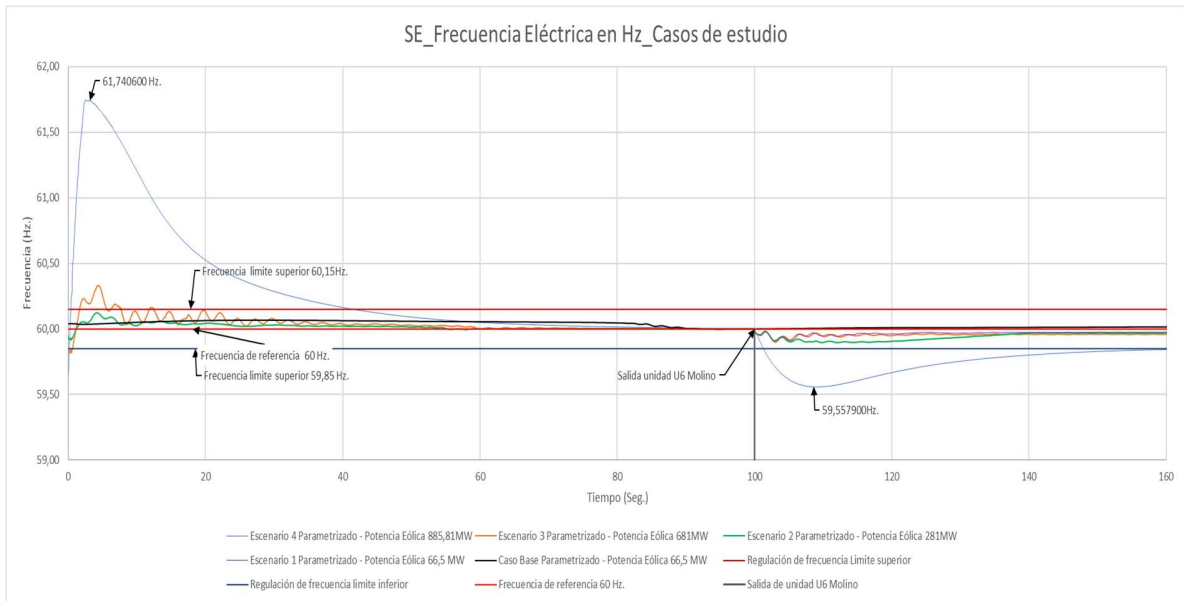


Fig. 5-13 Frecuencia Escenarios de análisis parametrizados

Tabla 5-10 RoCoF parámetro de alivio de carga

Descripción de casos de estudio	Potencia Eólica (MW)	Frecuencia de referencia a 100 seg. (Hz.)	Frecuencia min (Hz)	Tiempo (Seg.)	RoCoF (Hz/s)
Caso base	66,50	59,9606	59,9606	102,923	0,00
Escenario 1	66,50	59,9604	59,8665	102,923	0,03
Escenario 2	268,41	60,0715	59,9674	102,923	0,04
Escenario 3	648,96	60,1619	59,9792	102,923	0,06
Escenario 4	885,81	60,3473	59,9047	102,923	0,15

El índice de tasa de variación de la frecuencia para el escenario 4 es de 0.15 Hz/s que se encuentra dentro de los límites para que el sistema empiece el alivio de carga. Para los escenarios 1 – 3 y caso base el RoCoF se encuentra dentro de los límites permitidos.

En los cinco escenarios considerados para análisis se observa gradualmente el impacto en la respuesta inercial del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano con un ingreso hasta 885.10MW de potencial eólico, afectando un 3.5% en la frecuencia del sistema. El ingreso de 885.10MW analizados adquiere mayor relevancia por la licitación de los Proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC 1) que fue licitado - adjudicado y considera el ingreso en el corto plazo de 500MW distribuidos en: 200MW generación Eólica, 120MW Fotovoltaico, 30MW Biomasa e Hidráulica 150MW. Sumando

la potencia eólica instalada actual y la capacidad de estos proyectos se tiene 416MW, que representan el 47% del potencial del Atlas Eólico del país en el corto plazo y que no aporta respuesta inercial al sistema con preferencia de despacho por ser proyectos de Energía Renovable No Convencional. Es importante determinar la afectación del ingreso de la generación eólica u otros tipos de generación que no aportan respuesta inercial al Sistema Nacional Interconectado, y adicionalmente ver tecnologías que permitan mitigar la carencia de respuesta inercial como en la actualidad son: Inercia Virtual, Almacenamiento mediante baterías plomo - ácido, optimizar sistemas de control combinado lógica difusa o programación metaheurística [26].

6 Mejoramiento de la estabilidad de frecuencia del Sistema Nacional interconectado mediante técnica de control de inercia virtual en aerogeneradores

La incorporación de energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia a diferentes niveles: generación, transmisión o distribución, ha permitido dar saltos cuantitativos y cualitativos en la mejora de la tecnología de cada uno de los tipos de energía renovable. Este crecimiento tecnológico se ha profundizado considerablemente en alternativas de generación eléctrica que permiten: reducción de emisiones de CO2, satisfacer el crecimiento de la demanda, bajar los precios al consumidor en el costo de energía, y un desarrollo en metodologías de optimización, mecanismos y sistemas de control para un mejor aprovechamiento de la energía a convertir. Los principales problemas son incertidumbre en la velocidad del viento (PEWP) y la limitada respuesta inercial en regulación de frecuencia. Estos problemas han creado nichos de investigación para mejorar la respuesta ante eventos como: salida repentina de unidades de generación por fallas, fallas en líneas de transmisión, fallas en transformadores o pérdida de carga.

En la **Fig. 6-1** se presenta un cuadro sinóptico de diferentes áreas de investigación que se han desarrollado durante los últimos años donde consideran estabilizar los SEPs, metodologías como control droop, deload, Supercapacitores...etc., han sido concebidos hace varios años y nuevos conceptos han sido incorporados a la regulación como: lógica difusa, metaheurística, inercia virtual o sistemas de almacenamiento, que han sido desarrollados en los últimos tiempos con el auge de las energías renovables.

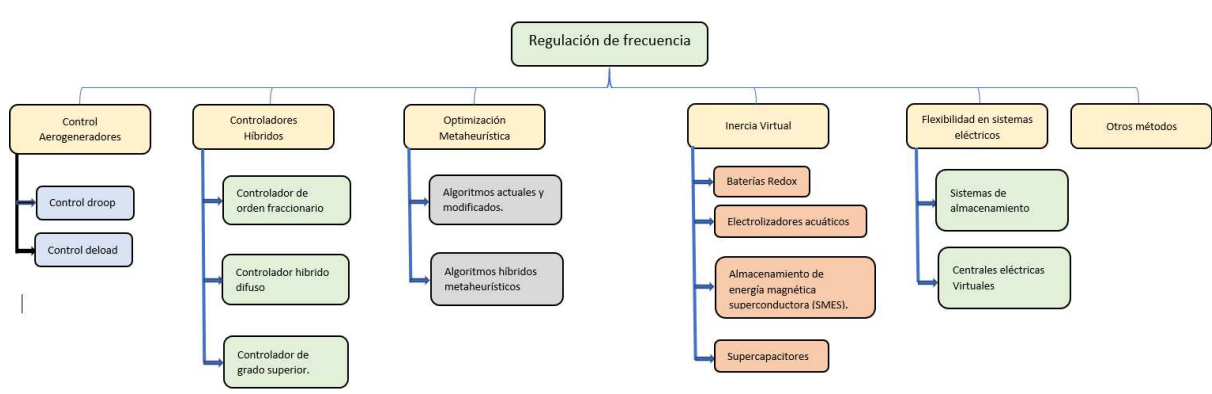


Fig. 6-1 Metodología para mejorar respuesta a frecuencia

6.1 Control de aerogeneradores

El control “droop” o “con estatismo” presenta, como característica principal, el cambio de la potencia de salida que es directamente proporcional a la variación de la frecuencia. Ante un desbalance de generación - carga, la diferencia de potencia a suplir es cubierta por la energía cinética almacenada, disminuyendo la velocidad, debiendo actuar el control “droop” a tiempo para evitar problemas con el aerogenerador.

El control “deload” hace que el aerogenerador no opere bajo un criterio de máximo nivel de potencia MPPT (Maximum Power Point Tracking) ya que el objetivo es dejar una reserva disponible para que el aerogenerador participe en la regulación primaria cuando existe desbalance entre demanda y generación. Los mecanismos utilizados son el control del ángulo de paso de pala (pitch control, en inglés) que regula en ángulo de las aspas y el control de velocidad de la turbina vía convertidor operando de forma acelerada o desacelerada, actuando sobre una velocidad superior a la óptima hasta cuando se presenta un desbalance del sistema que implica reducir la velocidad. De este modo se aporta la energía cinética almacenada en la turbina eólica hacia la red, contribuyendo a mejorar la respuesta en la frecuencia del sistema [27].

6.2 Controladores híbridos

Los sistemas convencionales utilizaban modelos matemáticos de sistemas: eléctricos, mecánicos o hidráulicos, basado en leyes físicas que desarrollan y simulan el comportamiento dinámico para posteriormente construir un controlador adecuado. Los sistemas de eventos discretos son sistemas dinámicos con espacio de estados discretos que cambian al ocurrir un evento físico. Los controladores híbridos están constituidos por un controlador - proceso [27]. Un claro ejemplo de este tipo de controladores son los denominados: PI, PID, 1+PI, PI – (1+PD) con esquemas de control con mejoras al incorporar técnicas como: Grasshopper Algorithmic (GOA) en sistemas marinos, evolución del Error Absoluto Ponderado (ITAE) con algoritmo competitivo imperialista ICA para micredes, en sistemas con dos áreas con un algoritmo Dragonfly con o sin HVDC y sistemas no lineales.

6.2.1 Controladores híbridos de orden fraccionado

El control fraccionario considera el uso de operadores como son: cociente, derivada, o integral que introduce más grados de libertad para trabajar y ajustar de una manera más eficiente el comportamiento de un sistema [28]. El operador fraccionario utiliza el diagrama de BODE con sus pendientes y que la respuesta sea suave. Un ejemplo de la aplicación de este tipo de controlado es en microredes con dos áreas con un enlace HVDC (High Voltaje Direct Current) con un controlador PIFOD- (1+PI) se ajusta con una buena precisión el algoritmo Pez de Cabra de Silla (YSGA Yellow Saddle Goatfish Algorithm), los resultados son superiores al control PID convencional. La utilización de controladores TIDF y HybFO para una amplia gama de perturbaciones en sistemas con generación fotovoltaica, eólicos y EV dispersos se vienen aplicando [28].

6.2.2 Controladores híbridos difusos.

Técnicas y metodologías como el control difuso adaptivo indirecto para la LFC (Lost Frequency Load) o el control de inercia virtual por medio de controladores de un sistema difuso combinado con un algoritmo de control adaptativo de ventajas de inercias grandes y pequeñas con técnicas no lineales mediante entradas y salidas con un sistema FLC (Fuzzy Logic Controller) con control Mamdani y reglas difusas de Takagi – Sugeno [29] [30].

6.3 Métodos de optimización metaheurísticos

Son métodos de aproximación que fueron creados para resolver problemas difíciles de optimización combinatoria y originar nuevos algoritmos híbridos combinando conceptos de inteligencia artificial, evolución y estadística.

6.3.1 Algoritmos recientes y modificados

El interés de que la inteligencia permita ajustar la ganancia a controladores según su función. Un claro ejemplo de este concepto, es el controlador difuso PID para regulación de carga que permiten ajustar la ganancia de controladores dependiendo de su función. Algoritmos como el ciclo de agua (WCA) permiten optimizar la regulación de frecuencia de carga para sistemas conectados con HVDC/AC amortiguando la respuesta en menos tiempo; la técnica de optimización

del girasol en un controlador FOFPID para regulación de frecuencia a superado a sus antecesores en este objetivo [31].

La optimización mejorada de la colonia de hormigas para ajustar el controlador fuzzy – PID para sistemas con dos áreas con una línea de enlace HDVC con resultados que superaron algoritmos antes utilizados como abeja artificial, híbrido de PSO o hormiga león.

6.3.2 Algoritmos híbridos metaheurísticos

El concepto de metaheurísticas híbridas es la combinación de dos o más algoritmos, varias metaheurísticas de una misma área, y de otras áreas, con el objetivo de obtener mejores ventajas en conjunto a diferencia de ser aplicadas individualmente [32]. Las diferentes hibridaciones son clasificadas en combinaciones de bajo nivel en serie o paralelo, combinaciones de alto nivel, homogéneas o heterogéneas, globales o parciales, especializados o generales. Una técnica de optimización con el algoritmo de rayos y wavelet para ajustar el controlador PID, permitiendo mantener la frecuencia del sistema sobre el valor nominal bajo cambios de carga.

6.4 Inercia Virtual

Unidades nuevas eólicas tiene inversores basados en electrónica de potencia sin inercia, los parques eólicos no participan en la regulación primaria de frecuencia, pero tienen beneficios en términos ambientales o costos de combustible. El concepto de reserva de energía y un control síncrono virtual (VSG) similar a un gobernador, fueron ingresados como criterios para atenuar la falta de inercia de parque eólicos. El primero de ellos establece reservar una porción de la energía modificando el ángulo de inclinación, afectando el factor de planta de la central y los ingresos por la venta de energía se vean reducida.

El segundo método denominado máquina virtual síncrona sigue el punto de potencia máxima (MPPT por sus siglas en inglés) como potencia de referencia, al presentarse una caída en la frecuencia de la red, la turbina deja de generar la potencia de referencia, cambiando la velocidad del rotor del generador, liberando una parte de energía cinética en el rotor brindando regulación primaria de frecuencia en un pequeño lapso de tiempo. La velocidad del rotor al realizar este procedimiento llegará a un límite inferior, en ese

instante sale de regulación de frecuencia la unidad y comienza a incrementar la velocidad del rotor para alcanzar el equilibrio dinámico y punto inicial.

A los parques eólicos se les puede incorporar centrales de almacenamiento (baterías de litio) paralelos para ayudar con la regulación primaria, además si este almacenamiento permite soportar el requerimiento de energía del sistema. El resultado de regulación de frecuencia del parque eólico da respuesta inercial del rotor, coordinada con el almacenamiento de energía en estado estable brinda una regulación primaria de frecuencia

6.4.1 Baterías Redox

En teoría el ciclo de vida de esta batería es considerable, porque el electrolito se separa en dos cilindros, eliminando el riesgo de contaminación y son independientes de la capacidad de energía y de la generación. Su descarga y carga pueden realizarse sin causar efectos negativos significativos. Las baterías mejoran la estabilidad agregando inercia virtual en sistemas con generación hidrotérmica, geotérmica, solar térmica y eólica [32].

6.4.2 Electrolizadores acuáticos

“El electrolizador absorbe la potencia de salida variable de generadores eólicos o fotovoltaicos, convirtiendo en gas hidrogeno para las pilas de combustible después de un proceso de electrólisis, luego una celda de combustible transforma el hidrogeno en energía eléctrica”. La principal ventaja es mejorar la calidad y confiabilidad del sistema, teniendo una buena eficacia en sistemas como turbinas eléctricas, paneles fotovoltaicos o pilas de baterías, esta tecnología se ha desarrollado en países como Alemania con una potencia de 2.4MW, Corea del Sur con 79.8MW y a nivel mundial con una potencia instalada total de 0.02GW [32].

6.4.3 Almacenamiento de energía magnética superconductora (SMES).

Estos dispositivos almacenan campo magnético por una corriente continua que fluye a través de una bobina superconductora, el material utilizado tiene poca resistencia, almacenando más energía en un periodo de tiempo. La tasa de eficiencia es del 95%, es energía instantánea, el costo del alambre conductor y la refrigeración han hecho que se utilice en el corto plazo. En el siglo anterior se tenía

un almacenamiento de 2400MW, pero se declaró inviable, actualmente se tiene de 3MW a 10MW para descargar en un segundo, si bien no es una capacidad considerablemente alta, el tiempo de respuesta es rápido. Se analizó la integración SMES y RFB con planta térmica de gas, EV (Vehículos Eléctricos), sistemas térmicos solar, aerogeneradores y HDVC, con controladores Fuzzy, FOPID híbrido y TID, el sistema de almacenamiento fue suficiente para agregar inercia al sistema y mantener su estabilidad [32].

6.4.4 Supercapacitores

Los supercondensadores almacenan y suministran energía rápidamente, pero en un pequeño lapso de tiempo. La combinación de un ultra condensador, electrolizadores acuáticos y un volante de inercia para soportar aerogeneradores, generadores solares térmicos, mejoró significativamente la estabilidad dinámica del sistema.

6.5 Frecuencia nadir y tasa de cambio de frecuencia

El indicador más importante es el indicador nadir que es la frecuencia más baja alcanzada durante un transitorio, otro parámetro importante es el RoCoF que mide la tasa de cambio de frecuencia ante un desbalance de la generación – carga, la energía almacenada en las masas giratoria del rotor y las palas se extraen para reducir la tasa de variación de frecuencia. Para un sistema con frecuencia de referencia de 60Hz se establece un límite en la tasa de 0.1 y 1.2 Hz/s , superior a estos límites empieza los sistemas a desconectar carga, al sobrepasar los 2 Hz/s se dificulta la sincronización de centrales hidráulicas, eólica y de vapor; los límites de RoCoF han sido analizados en varios países con una penetración de renovables y han sufrido incrementos en la tasa de cambio de frecuencia en países como Australia, Dinamarca o Reino Unido.

7 Estudio de control primario de frecuencia en la herramienta Simulink de Matlab.

En la sección anterior se realizó un diagnóstico completo de la respuesta dinámica de la frecuencia del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) ante la presencia de perturbaciones causadas por la pérdida repentina de importantes bloques de generación. La modelación detallada del sistema en el entorno de simulación arrojó resultados muy reseñables los cuales permitieron responder la pregunta de investigación de que una integración masiva de agentes de generación renovable no convencional degradaría la respuesta integral del S.N.I.

En esta sección, se presenta un estudio adicional que contempla los escenarios anteriores y se prepara el terreno para la incorporación de medidas de mitigación aplicadas a los aerogeneradores con el fin de reducir el impacto de su incorporación en la red que los hospeda en términos de su respuesta inercial. Para el efecto, se recurrirá a modelos y metodologías existentes en la literatura a fin de garantizar su implementación en la herramienta Simulink de Matlab y replicar los resultados de los estudios presentados en apartados anteriores tales que permitan ampliar las conclusiones hasta aquí alcanzadas.

7.1 Modelación agregada del Sistema Nacional Interconectado mediante el esquema de control primario de frecuencia (CPF) e implementación en la herramienta Simulink de Matlab.

En este apartado se presentan los criterios empleados para representar el S.N.I. mediante la agregación de sus componentes. Realizar tal representación es importante por varias razones: por una parte, la agregación de componentes simplifica el modelo del sistema, lo que facilita el análisis y el diseño de estrategias de control. Luego, el uso de un modelo agregado proporciona una visión general del comportamiento del sistema y permite comprender las interacciones clave entre los componentes. Además, la representación agregada es especialmente útil para analizar sistemas de gran escala, como es el caso del S.N.I.

De acuerdo con las estadísticas presentadas en este trabajo, existen dos tecnologías de generación eléctrica convencional que son predominantes: la hidroeléctrica y la térmica. En aras de la simplificación, se desarrollará una representación agregada de tales tecnologías empleando la aproximación de un esquema de control primario de

frecuencia [33]. La **Fig. 7-1** muestra una propuesta de agregación del S.N.I. en base a las conclusiones presentadas en los trabajos científicos [34], [35]. En esta, todas las centrales hidroeléctricas operativas en el S.N.I. son representadas por un modelo lineal agregado. Un proceso análogo se realiza con las centrales térmicas, las cuales son representadas por un único modelo lineal dentro del esquema empleado. Finalmente, toda la generación eólica del país, se representa por un modelo único, de potencia nominal equivalente, empleando el modelo simplificado propuesto en [36].

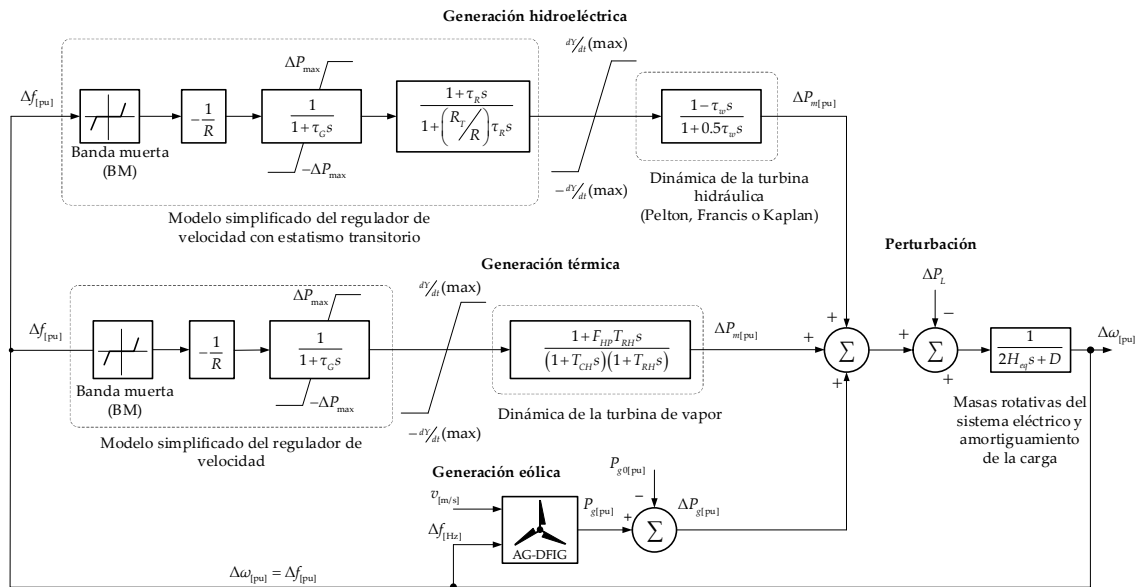
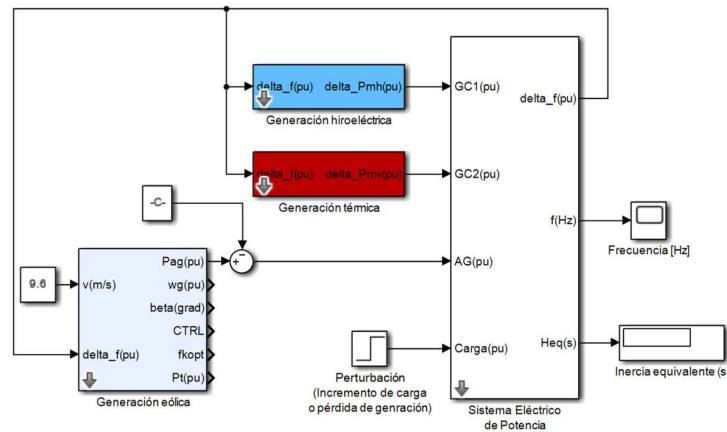


Fig. 7-1 Modelo agregado del S.N.I. para estudios de control de frecuencia

La **Fig. 7-2** presenta la implementación del modelo agregado del S.N.I. en Simulink de Matlab. Dentro de cada uno de los bloques se han introducido parámetros típicos de las tecnologías de generación consideradas, los cuales han sido extraídos de [34], [36].



Representación agregada del sistema eléctrico de potencia

Fig. 7-2 Implementación del modelo agregado del S.N.I. en Simulink Matlab

7.2 Simulación de los escenarios propuestos.

La **Tabla 7-1** ofrece un resumen de los niveles de participación, en términos de potencia y de porcentaje, para cada uno de los escenarios diseñados en este estudio. Con estos datos numéricos se ha procedido a ingresar en el modelo los porcentajes de participación de cada tecnología con el objeto de reproducir los diferentes escenarios. La perturbación, producida por una pérdida de 115MW de generación hidroeléctrica, es introducida en el esquema de la **Fig. 7-2** como una función escalón de amplitud $(115/4270) = 0.027$ a los 5 segundos de iniciada la simulación. Se considerará este mismo escalón en el estudio de los 4 escenarios.

Tabla 7-1 Niveles de participación de las tecnologías de generación para los diferentes escenarios

Tecnología de generación	Caso Base 66,6MW		Escenario 1 66,6MW		Escenario 2 268,41MW		Escenario 3 647,19MW		Escenario 4 885,10MW	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	3860.37	90%	3831.78	90%	3687.2	86%	3384.91	78%	3045.1	71%
Térmica	343.03	8%	371.19	9%	339.92	8%	307.61	7%	345.01	8%
Eólica	66.60	2%	66.6	2%	268.41	6%	647.9	15%	885.1	21%
TOTAL	4270.00	100%	4269.57	100%	4295.53	100%	4340.42	100%	4275.21	100%

La **Fig. 7-3** se observan los resultados de simulación para uno de los escenarios (Escenario 1) en los cuales se muestran las inyecciones de potencia de los agentes de

generación en respuesta a la perturbación. En esta se observa claramente que son los generadores convencionales (hidráulico y térmico) los únicos que responden para frenar la caída de frecuencia producida por la descompensación entre potencia generada y demandada. En todos estos escenarios la generación eólica no ofrece ninguna contribución al control de frecuencia, como era de esperar. De forma complementaria, en la **Fig. 7-4** se observa cómo la característica inercial del sistema se va degradando conforme se introducen bloques mayores de generación eólica en los escenarios simulados. Estas conclusiones concuerdan con los hallazgos efectuados en la sección 5, con la representación detallada del sistema eléctrico de potencia y ponen en manifiesto la necesidad de que la generación eólica participe de forma activa en las labores de control de frecuencia.

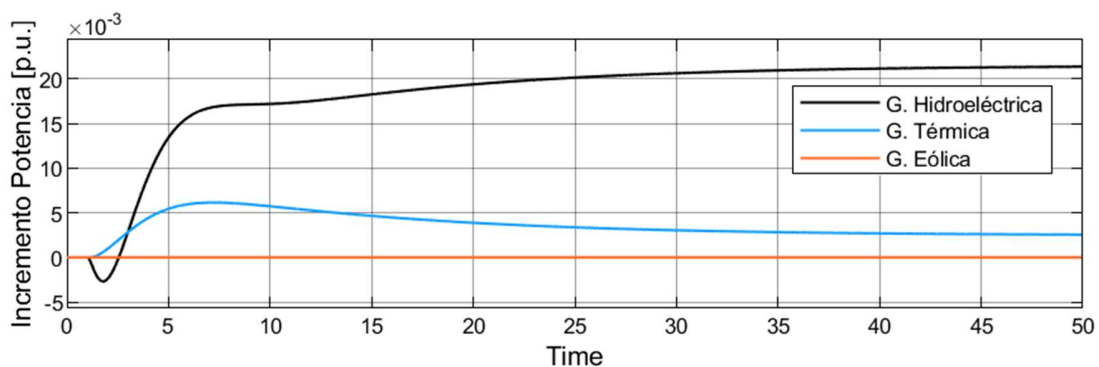


Fig. 7-3 Respuesta dinámica de la potencia inyectada por los agentes de generación del S.N.I. simulada en Simulink de Matlab (Escenario 4)

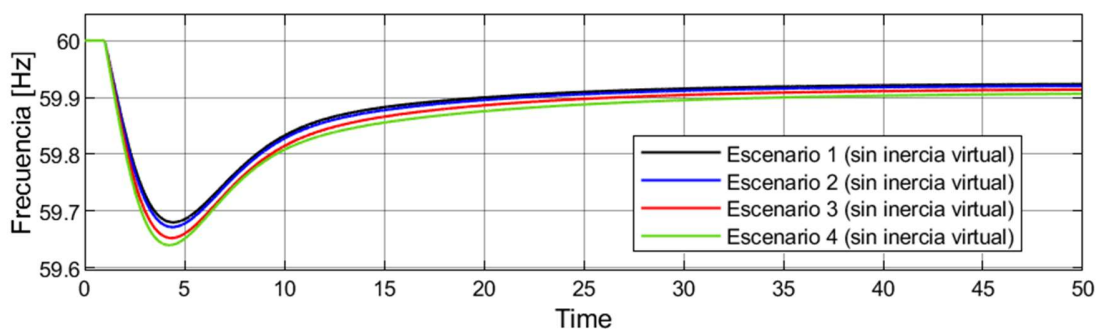


Fig. 7-4 Respuesta dinámica de la frecuencia a los cuatro escenarios de análisis

7.3 Estudio de la contribución de los aerogeneradores al CPF mediante técnicas de inercia virtual.

En el hilo de la última conclusión de la subsección anterior y como ya se expuso en la **Capítulo 5. Escenarios de análisis**, cuando un sistema eléctrico de potencia empieza a experimentar una integración masiva de generación basada en convertidores electrónicos de potencia, como es el caso de la generación eólica, resulta menester implicar a estos agentes a colaborar en el control primario de frecuencia. En este estudio, se abordará el concepto de inercia virtual aplicado a los aerogeneradores operativo, cuyo fundamento se expuso en la sección **6.4 Inercia Virtual**

Para el efecto, se tomará como referencia la metodología propuesta en [34] y el algoritmo de control diseñado para ser implementado en el aerogenerador, el cual será adaptado a las necesidades del estudio realizado en este trabajo. La **Fig. 7-5** presenta un diagrama esquemático del algoritmo de inercia virtual.

Con la implementación del algoritmo se busca que el aerogenerador sea sensible a los cambios de frecuencia de la red y que responda, por un tiempo corto, con un incremento en su potencia activa inyectada. Si bien la potencia activa inyectada tiene total dependencia del viento incidente (el cual se considera invariable en este estudio), el algoritmo obliga al aerogenerador a presentar un ligero incremento de potencia en bornes de la máquina haciendo uso de la energía cinética almacenada en las masas rotativas de la turbina eólica, el eje de transmisión y el generador eléctrico que lo constituyen. Debido a que esta respuesta de potencia se produce de una forma controlada, forzada, emulada, a fin de asemejar el comportamiento de un generador síncrono convencional, ésta recibe el nombre de inercia virtual.

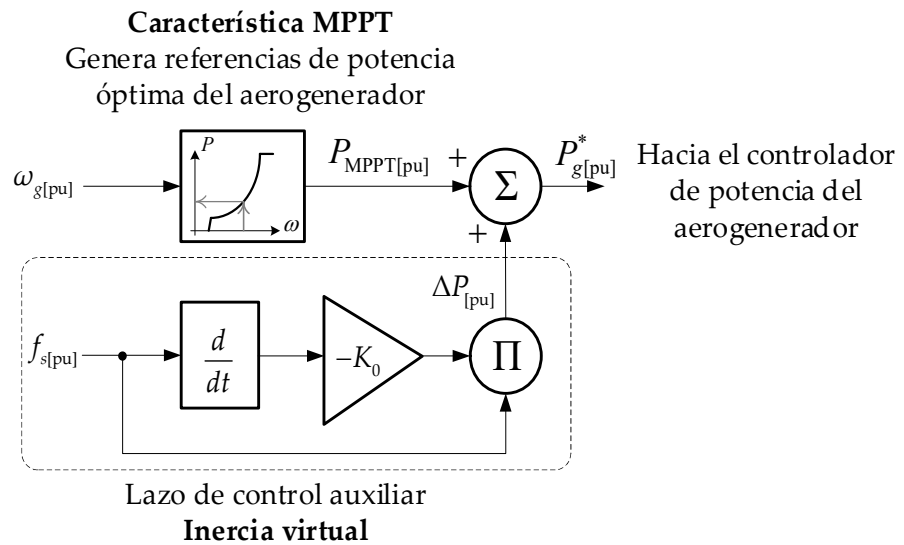


Fig. 7-5 Diagrama esquemático del algoritmo de inercia virtual implementado

La **Fig. 7-6** muestra los resultados de simulación para uno de los escenarios considerados en los cuales se muestran las inyecciones de potencia de los agentes de generación en respuesta a la perturbación. En esta se evidencia que, a diferencia del caso anterior, la generación eólica también responde en términos de potencia junto con los generadores convencionales. Esto se traduce en una reducción de la caída de frecuencia para todos los escenarios estudiados, con el consecuente mejoramiento de las características inerciales del sistema eléctrico de potencia. Esto último se comprueba en la **Fig. 7-7**, en la cual se observa que mientras mayor es la integración de energía renovable en el sistema, más apreciable se vuelve su contribución en el restablecimiento de la frecuencia en condiciones de contingencia.

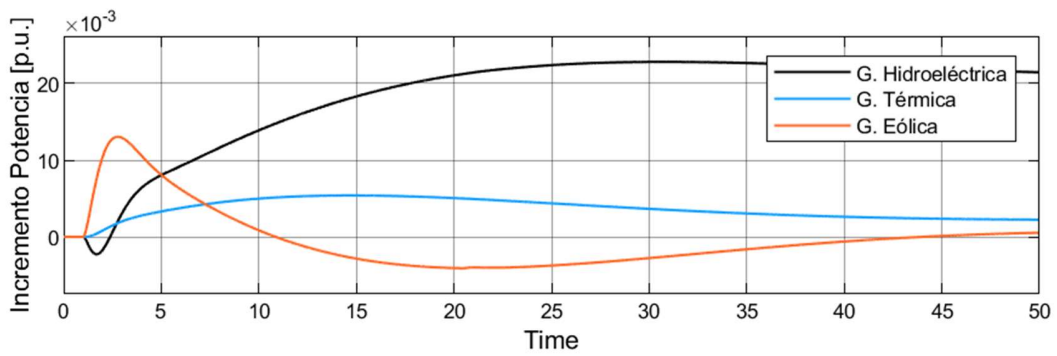
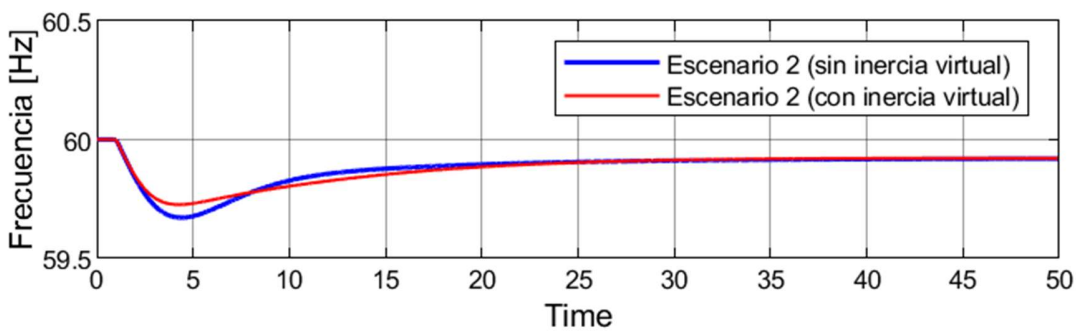
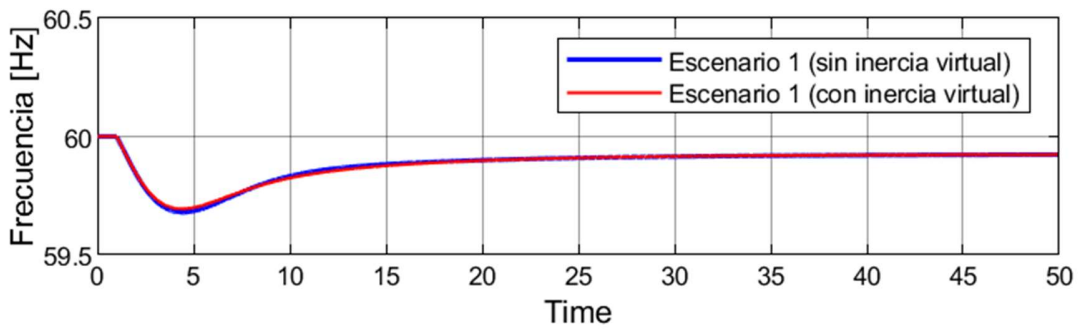


Fig. 7-6 Respuesta dinámica de la potencia inyectada por los agentes de generación del S.N.I. en Simulink de Matlab considerando la participación activa de los aerogeneradores en el control de frecuencia (Escenario 4)



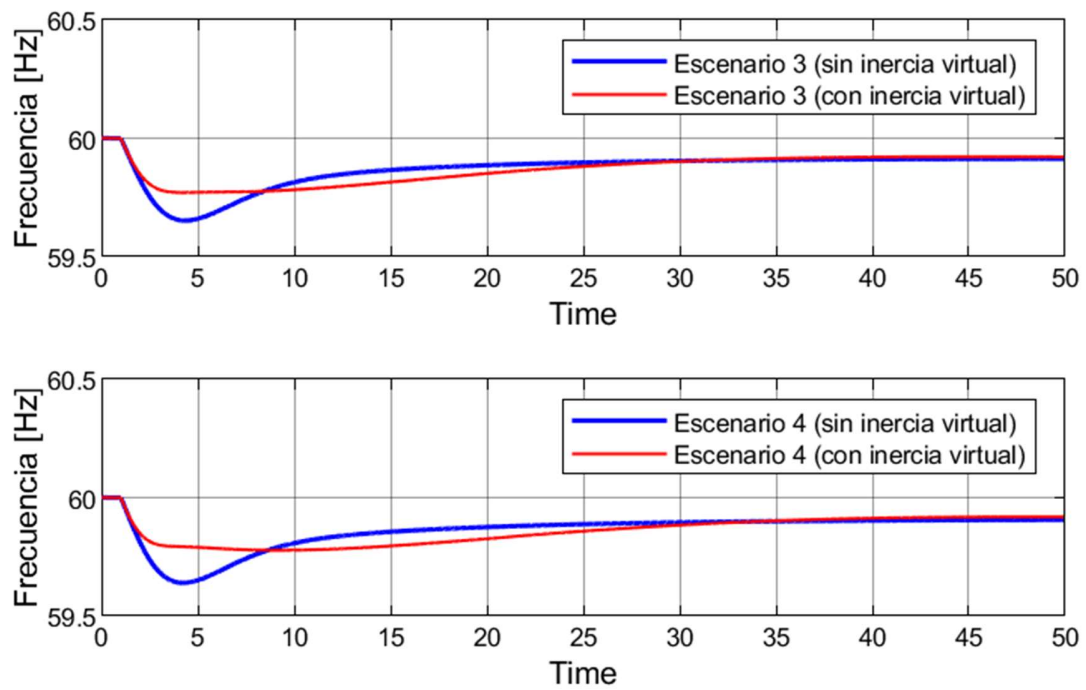


Fig. 7-7 Respuesta dinámica de la frecuencia de la red para cada uno de los casos de estudio considerando la participación activa de los aerogeneradores en el control de frecuencia

8 Conclusiones y recomendaciones

8.1 Conclusiones

- En los escenarios analizados en el Sistema Eléctrico de Potencia Ecuatoriano se hizo un ajuste: En el sistema ajustado se tiene una máxima respuesta de 61,7406Hz en el escenario 4 con una potencia eólica inyectada total de 885.10MW en el proceso de estabilización del sistema que toma entre 60 a 80segundos, en la respuesta inercial del sistema se obtiene la frecuencia más baja de 59.5579Hz posterior a la contingencia en el escenario 4; en el sistema no ajustado se tiene una máxima respuesta de 62,1001Hz en el escenario 4 con una potencia eólica inyectada total de 885.10MW en el proceso de estabilización del sistema que toma entre 60 a 80 segundos, en la respuesta inercial del sistema se obtiene la frecuencia más baja de 59.8665Hz posterior a la contingencia en el escenario 1.
- Con la incorporación de Generación Eólica al Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano en las diferentes provincias del país debe repotenciarse redes de transmisión, subtransmisión y subestaciones en diferentes niveles de voltaje con el fin de una evacuación adecuada de la energía generada.
- Los estudios y construcción de los parques eólicos en el país en diferentes provincias deben desarrollarse coordinadamente con otras alternativas de generación: fotovoltaica o biomasa, que reducen la respuesta inercial del sistema. Considerando que en la literatura se maneja un porcentaje de penetración de generación renovables de 30% de la potencia total instalada, el incremento de generación no convencional hace necesario tener una generación de soporte considerando aspectos económicos, técnicos o de diversificación de los sistemas eléctricos en América Latina que ha pasado de tener un alto porcentaje de generación térmica por la gran cantidad de reservas de petróleo a generación hidráulica.
- Diferentes metodologías y modelos existen en la literatura para mejorar la respuesta inercial en un sistema con alta penetración de generación eólica, se aplica la herramienta Simulink de Matlab con una representación agregada de los agentes del sistema de generación del S.N.I. y el concepto de inercia virtual. Se

obtiene mejoras importantes en la respuesta inercial del agente de generación eólica ante una contingencia.

8.2 Recomendaciones

- Estudiar y analizar sistema de compensación para atenuar la afectación de la respuesta inercial del sistema mediante la combinación de generación eólica con fotovoltaica u otros sistemas de compensación. Existen diferentes tipos y metodologías de compensación en la regulación de frecuencia en demanda o generación, permitiendo que los parques eólicos puedan aportar en la regulación de frecuencia que para el caso específico del país deben ser analizados las ventajas y desventajas de cada una de las tecnologías.
- El Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano analizado no considera: crecimiento de la demanda, ingreso de nuevas centrales de generación, mantenimientos programados en el mediano o corto plazo, de líneas de transmisión, subtransmisión o en unidades de mayor envergadura y que aportan una importante respuesta inercial al sistema.
- Determinar el porcentaje de penetración segura de generación eólica para el país con sistemas que permitan contribuir a la respuesta inercial del sistema, generación de soporte ante posibles contingencias, incertidumbre en la velocidad del viento (PEWP) o radiación solar.
- Determinar la tasa de variación de frecuencia RoCoF para un sistema con porcentajes de penetración de generación eólica que permita considerar la desconexión de carga y de ser crítico perder sincronismos entre las unidades.

Referencias

- [1] ARCONEL, 2018, ESTADISTICA ANNUAL Y MULTIANUAL del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Publicada en marzo 2019, Ecuador.
- [2] ARCONEL, 2018, ESTADISTICA ANNUAL Y MULTIANUAL del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Publicada en marzo 2019, Ecuador.
- [3] MEER, 2013, ATLAS EOLICO DEL ECUADOR Con fines de generación eléctrica, Publicada en marzo 2013, Ecuador.
- [4] GWEC, 2019, GLOBAL WIND REPORT 2018, Publicado en Abril 2019, Belgium.
- [5] MEER, 2017, Plan Maestro de Electricidad 2016 - 2025, Publicada en marzo 2017, Ecuador.
- [6] CONELEC, 2000, PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACIÓN (Versión 2.0), Publicado en agosto 2000, Ecuador.
- [7] CONELEC, 2008, ESTADISTICA DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO AÑO 2008, Publicada en marzo 2009, Ecuador.
- [8] PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA DEL ECUADOR, 2019, REGLAMENTO A LA LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA, Publicada en agosto 2019, Ecuador.
- [9] Ochoa D. and Martínez S. (2018), "Frequency Control Issues in Power Systems: The Effect of High Share of Wind Energy", IEEE, vol. 16, no. 7, pp. 1934–1944, Julio 2018.
- [10] Larrea R., 2015, "ANÁLISIS DE LA RESPUESTA EN FRECUENCIA EN SISTEMAS DE POTENCIA CON ALTOS NIVELES DE GENERACIÓN VARIABLE SIN INERCIA", Tesis de pregrado, Universidad de Chile, Santiago de Chile.
- [11] ARCONEL, 2016, "ESTADISTICA Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano", Informe, ARCONEL, Quito Ecuador.
- [12] CENELEC, 2000, "PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO Y OPERACION", Versión 2.0, procesos, Quito - Ecuador. Resolución 0125/00.
- [13] W. D. STEVENSON, ELEMENTS OF POWER SYSTEM ANALYSIS. 1975.
- [14] J. J. S. GRAINGER ET AL., ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA. PIRELLI, 1996.
- [15] A. Torres Riascos, "Impacto en la estabilidad de un sistema de potencia al integrar generación distribuida", Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.

- [16] L. L. López Gómez y O. P. Osorio Giraldo, "Análisis de estabilidad de tensión en el sistema de transmisión regional (STR)", Trabajo de Diploma, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2008.
- [17] A. Aldair Vera, "Análisis y comportamiento de la calidad de la energía en la generación eólica con la aplicación del modelo DFIG", Tesis de Maestría, Facultad de ingeniería Benemerita Universidad Autonoma de Puebla, Mexico, 2021.
- [18] Risø National Laboratory. "Guidelines for Design of Wind Turbines" 2nd Edition, A publication from (DNV/Risø) Det Norske Veritas, Copenhagen and Wind Energy Department, 286 pp., Denmark, 2002.
- [19] R. A. Jiménez Besoáin, "Metodología de Optimización Simultánea de Energía y Servicios Complementarios para el Despacho Económico", Tesis de Maestría, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2003.
- [20] Milton Antonio Barboza Huete, 2011, "Estudio de Parques Eólicos Interconectados a la Red", Tesis Maestría, Universidad Central Santa Clara, Cuba, Santa Clara, 2011.
- [21] Ariel Santos Fuentefria, 2017, "Cálculo del Límite de potencia eólica basado en la desviación de la frecuencia usando Matlab", Centro de investigaciones y pruebas electro energéticas (CIPEL), La Habana Cuba.
- [22] Luis Vargas, Claudia Rahamann, Rodrigo Palma-Behnke, 2010, "Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC".
- [23] MEER, 2018, Plan Maestro de Electricidad 2018 - 2027, Publicada en marzo 2019, Ecuador.
- [24] CENACE, 2022, Primer Informe Anual 2022, Publicada en mayo 2022, Ecuador.
- [25] MEER, 2023, Proyecto Eólico Villonaco 2 y 3, Publicada en enero 2023, Ecuador.
- [26] CENACE, 2022, Segundo Informe Anual 2022, Publicada en mayo 2022, Ecuador.
- [27] Roberto AndresMoller Lobo, 2012, "ESTRATEGIA DE REGULACION PRIMARI DE FRECUENCIA EN GENERADORES EÓLICOS", Universidad de Chile, Santiago Chile.
- [28] Irfan Ahmed khan, Hazlie Mokhlis (2018), "New Trends and future directions in load frequency control and flexible power system: A comprehensive review", Alexandria University, vol. 71, no. 7, pp. 280–295, Marzo 2023.
- [29] Juan Carlos Mosquera López, 2018, "ELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LOS CONTROLADORES DIFUSOS DEL TIPO PROPORCIONAL-INTEGRAL-DERIVATIVO PARA EL CONTROL DE MODELOS DE PLANTAS CON DINÁMICAS COMPLEJAS", Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil Ecuador.

- [30] Ling Lyu, Xuesong Wang, 2022, “Fuzzy control based virtual synchronous generator for self-adaptative control in hybrid microgrid”, *Energy Reports* 8, 12092-12104.
- [31] Alancay N., Villagra S., “Algoritmos metaheurísticos trayectoriales para optimizar problemas combinatorios”, Universidad Nacional de la Patagonia Austral, 2016.
- [32] Mercado V., Pandolfi D., “Hibridación de Metaheurísticas aplicadas al Problema de Ruteo de Vehículos”, Universidad Nacional de la Patagonia Austral, 2013.
- [33] D. Ochoa and S. Martinez, “Frequency Control Issues in Power Systems: the Effect of High Share of Wind Energy,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 7, pp. 1934–1944, Jul. 2018, doi: 10.1109/TLA.2018.8447360.
- [34] D. Ochoa and S. Martinez, “Fast-Frequency Response Provided by DFIG-Wind Turbines and its Impact on the Grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 4002–4011, Sep. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2636374.
- [35] D. Ochoa and S. Martinez, “Modeling an Isolated Hybrid Wind-Diesel Power System for Performing Frequency Control Studies. A Case of Study: San Cristobal Island, Galapagos–Ecuador,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 05, pp. 775–787, May 2019, doi: 10.1109/TLA.2019.8891946.
- [36] D. Ochoa and S. Martinez, “A Simplified Electro-Mechanical Model of a DFIG-based Wind Turbine for Primary Frequency Control Studies,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 8, pp. 3614–3620, Aug. 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7786341.

Anexos

Anexo A Centrales de Generación Existentes potencia nominal y efectiva S.N.I.

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Aguas Y Gas De Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	0.10	0.09
Aguas Y Gas De Sillunchi	Sillunchi II	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	0.30	0.30
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	0.99	0.99
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabi	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
CELEC - Coca Codo Sinclair	Mandariacu	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	63.36	65.00
CELEC - Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas	S.N.I.	Térmica	146.00	140.00
CELEC - Electroguayas	Trinitaria	Guayas	S.N.I.	Térmica	133.00	133.00
CELEC - Electroguayas	Enrique Garcia	Guayas	S.N.I.	Térmica	102.00	96.00
CELEC - Electroguayas	Santa Elena III	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	41.70	40.00
CELEC - Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas	S.N.I.	Térmica	26.27	20.00
CELEC - Electroguayas	Santa Elena II	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	90.10	65.03
CELEC - Gensur	Villonaco	Loja	S.N.I.	Eólica	16.50	16.50
CELEC - Hidroagoyan	Pucara	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	73.00	73.00
CELEC - Hidroagoyán	San Francisco	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	230.00	212.00
CELEC - Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	160.00	156.00
CELEC - Hidrozogues	Hidrozogues	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	6.23	6.23
CELEC - Hidronación	Marcel Laniado	Guayas	S.N.I.	Hidráulica	213.00	213.00
CELEC - Hidronación	Baba	Los Rios	S.N.I.	Hidráulica	42.20	42.00
CELEC - Hidropaute	Paute	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	1075.00	1100.00
CELEC - Hidropaute	Sopladora	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	487.00	486.99
CELEC - Hidropaute	Mazar	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	170.00	170.00
CELEC - Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	132.50	125.00
CELEC - Termoesmeraldas	La Propicia	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	10.50	8.50

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC - Termoesmeraldas	Esmeraldas II	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	100.20	84.00
CELEC - Termoesmeraldas Termomanabi	Jaramijo	Manabí	S.N.I.	Térmica	140.00	128.88
CELEC - Termoesmeraldas Termomanabi	Miraflores	Manabí	S.N.I.	Térmica	22.80	19.00
CELEC - Termoesmeraldas Termomanabi	Manta II	Manabí	S.N.I.	Térmica	20.40	17.34
CELEC - Termoesmeraldas Termomanabi	Miraflores	Manabí	S.N.I.	Térmica	27.00	20.40
CELEC - Termoesmeraldas Termomanabi	Pedernales	Manabí	S.N.I.	Térmica	5.00	3.90
CELEC - Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	S.N.I.	Térmica	138.56	130.60
CELEC - Termogas Machala	Termogas Machala II	El Oro	S.N.I.	Térmica	136.80	119.00
CELEC - Termopichincha	Santa Rosa	Pichincha	S.N.I.	Térmica	71.10	51.00
CELEC - Termopichincha	Guangopolo2	Pichincha	S.N.I.	Térmica	52.20	48.00
CELEC - Termopichincha	Jivino III	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	44.00	42.00
CELEC - Termopichincha	Payamino	Orellana	S.N.I.	Térmica	2.50	1.80
CELEC - Termopichincha	Dayuma	Orellana	S.N.I.	Térmica	2.25	1.80
CELEC - Termopichincha	Loreto	Orellana	S.N.I.	Térmica	2.25	1.80
CELEC - Termopichincha	Jivino II	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	11.00	10.00
CELEC - Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	10.00	7.20
CELEC - Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	S.N.I.	Térmica	22.50	21.80
CELEC - Termopichincha	Jivino I	Sucumbios	S.N.I.	Térmica	7.50	5.40
CELEC - Termopichincha	Quevedo II	Los Rios	S.N.I.	Térmica	95.20	81.00
CELEC - Termopichincha	Macas	Morona Santiago	S.N.I.	Térmica	4.50	4.00
CELEC Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	S.N.I.	Hidráulica	1500.00	1476.00
CNEL - Guayaquil	Anibal Santos (Gas)	Guayas	S.N.I.	Térmica	113.27	97.00
CNEL - Guayaquil	Anibal Santos (Vapor)	Guayas	S.N.I.	Térmica	34.50	20.00
CNEL - Guayaquil	Alvaro Tinajero	Guayas	S.N.I.	Térmica	94.80	64.00
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	0.10	0.06
E.E. Ambato	Lligua	Tungurahua	S.N.I.	Térmica	5.00	3.60
E.E. Ambato	Peninsula	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	3.00	2.90
E.E. Cotopaxi	Illuchi No. 1	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	4.19	4.00
E.E. Cotopaxi	Illuchi No. 2	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	5.20	5.20
E.E. Norte	La Playa	Carchi	S.N.I.	Hidráulica	1.32	1.10

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	8.00	7.85
E.E. Norte	Buenos Aires	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.98	0.95
E.E. Norte	San Miguel de Car	Carchi	S.N.I.	Hidráulica	2.95	2.52
E.E. Quiro	Pasococha	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	4.50	4.50
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	40.00	40.00
E.E. Quito	G. Hernández	Pichincha	S.N.I.	Térmica	34.32	31.20
E.E. Quito	Nayón	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	29.70	29.70
E.E. Quito	Los Chillos	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.76	1.76
E.E. Quito	Guangopolo	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	20.92	20.92
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	S.N.I.	Hidráulica	10.40	10.00
E.E. Riobamba	Rio Blanco	Chimborazo	S.N.I.	Hidráulica	3.13	3.00
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	S.N.I.	Hidráulica	2.40	2.40
E.E. Sur	Catamayo	Loja	S.N.I.	Térmica	19.74	17.17
Ecoelectric	ECOELECTRIC	Guayas	S.N.I.	Biomasa	36.50	35.20
Ecoluz	Loreto	Orellana	S.N.I.	Hidráulica	2.30	2.20
Ecoluz	Papallacta	Napo	S.N.I.	Hidráulica	6.63	6.20
Ecuagesa	TOPO	Tungurahua	S.N.I.	Hidráulica	28.05	27.00
Ecudos	Ecuador A - G	Cañar	S.N.I.	Biomasa	29.80	27.60
Elecaastro	Ocaña	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	26.10	26.10
Elecaastro	Saucay	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	24.00	24.00
Elecaastro	El Descanso	Azuay	S.N.I.	Térmica	19.20	17.20
Elecaastro	Saymirin	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	15.52	15.52
Elecaastro	Gualaceo	Azuay	S.N.I.	Hidráulica	0.97	0.97
Electrisol	Electrisol	Pichincha	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Electrocordova	Electrocordova	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.20	0.20
Electroquill	Electroquill	Guayas	S.N.I.	Térmica	200.00	192.38
EMAAP - Q	Recuperadora	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	14.70	14.50
EMAAP - Q	Noroccidente	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	0.30	0.30
EMAAP - Q	El Carmen	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	8.40	8.20
Enermax	Calope	Cotopaxi	S.N.I.	Hidráulica	16.60	15.00
Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Enersol	Enersol - 1 - 500	Manabí	S.N.I.	Solar	0.50	0.49
Ep fotovoltaica	Ep fotovoltaica	Cotopaxi	S.N.I.	Fotovoltaica	2.00	2.00
Gasgreen	Gasgreen	Pichincha	S.N.I.	Biogas	2.00	1.76
Generoca	Generoca	Guayas	S.N.I.	Térmica	38.12	34.40
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	0.99	0.99
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Gransolar	Salinas	Imbabura	S.N.I.	Solar	2.00	2.00
Gransolar	Tren Salinas	Imbabura	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Hidroabanico	Hidroabanico	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	38.45	37.99
Hidroimbabura	Hidroimbabura	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.92	0.88
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	49.95	49.95
Hidrosibimbe	Sibimbe	Los Rios	S.N.I.	Hidráulica	15.37	14.20
Hidrosibimbe	Hidrosibimbe	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.98	1.96
Hidrovictoria	Victoria	Napo	S.N.I.	Hidráulica	10.32	10.00
I.m. Mejia	La Calera	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.25	1.00
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	S.N.I.	Térmica	115.00	102.00
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.65	1.65
Moderna Alimentos	Kohler	Pichincha	S.N.I.	Térmica	1.60	1.40
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	S.N.I.	Hidráulica	0.44	0.40
Perlabí	Perlabí	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	2.70	2.46
Renova Loja	Renova Loja	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Sabiangosolar	Sabiangosolar	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
San Carlos	San Carlos	Guayas	S.N.I.	Hidráulica	78.00	73.60
San Pedro	San Pedro	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Sanersol	Sanersol	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Sansau	Sansau	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
SERMAA - EP	Atuntaqui	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.40	0.32
SERMAA - EP	Fábrica Imbabura	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.79	0.61

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Solchacras	Solchacras	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solsantos	Solsantos	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Surenergy	Surenergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	Guayas	S.N.I.	Térmica	150.00	120.00
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	S.N.I.	Térmica	33.25	27.30
Valsolar	Valsolar	Imbabura	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Vicunha	Vicunha	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	6.09	5.86
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Total Potencia Sistema Nacional Interconectado:					7076.73	6738.08

Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Enersol	Enersol - 1 - 500	Manabí	S.N.I.	Solar	0.50	0.49
Ep fotovoltaica	Ep fotovoltaica	Cotopaxi	S.N.I.	Fotovoltaica	2	2
Gasgreen	Gasgreen	Pichincha	S.N.I.	Biogas	2.00	1.76
Generoca	Generoca	Guayas	S.N.I.	Térmica	38.12	34.40
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	0.99	0.99
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Gransolar	Salinas	Imbabura	S.N.I.	Solar	2.00	2.00
Gransolar	Tren Salinas	Imbabura	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Hidroabanico	Hidroabanico	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	38.45	37.99
Hidroimbabura	Hidroimbabura	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.92	0.88
Hidrosanbartolo	Hidrosanbartolo	Morona Santiago	S.N.I.	Hidráulica	49.95	49.95
Hidrosibimbe	Sibimbe	Los Rios	S.N.I.	Hidráulica	15.37	14.20
Hidrosibimbe	Hidrosibimbe	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.98	1.96
Hidrovictoria	Victoria	Napo	S.N.I.	Hidráulica	10.32	10.00
I.m. Mejia	La Calera	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.25	1.00
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	S.N.I.	Térmica	115.00	102.00
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	1.65	1.65
Moderna Alimentos	Kohler	Pichincha	S.N.I.	Térmica	1.60	1.40
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	S.N.I.	Hidráulica	0.44	0.40
Perlabí	Perlabí	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	2.70	2.46
Renova Loja	Renova Loja	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Sabiangosolar	Sabiangosolar	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
San Carlos	San Carlos	Guayas	S.N.I.	Hidráulica	78	73.6
San Pedro	San Pedro	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Sanersol	Sanersol	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Sansau	Sansau	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1	1
SERMAA - EP	Atuntaqui	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.40	0.32
SERMAA - EP	Fábrica Imbabura	Imbabura	S.N.I.	Hidráulica	0.79	0.61

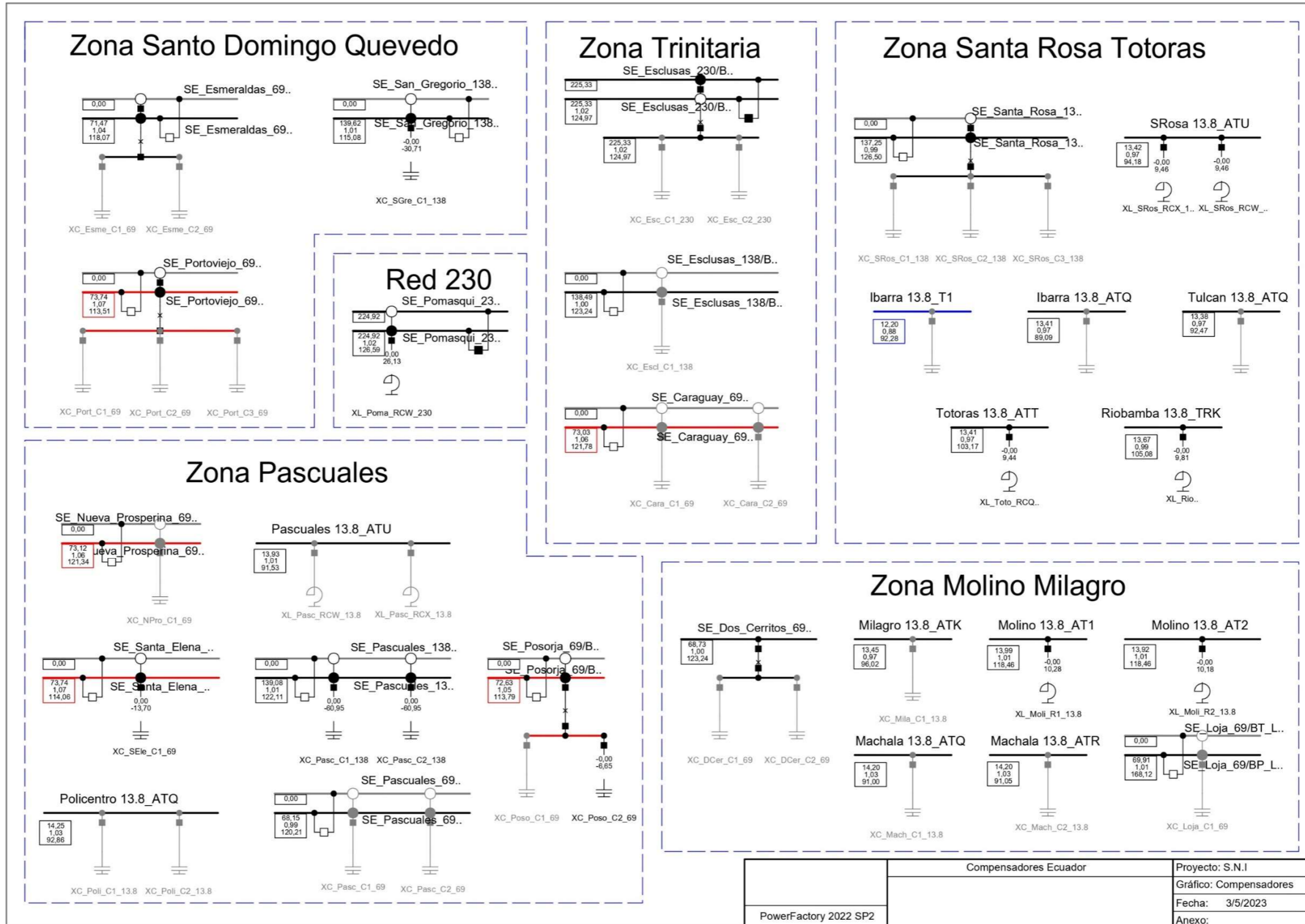
Empresa	Central	Provincia	Sistema	Tipo	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Solchacras	Solchacras	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solhuaqui	Solhuaqui	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Solsantros	Solsantros	El Oro	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Surenergy	Surenergy	Loja	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Termoguayas	Barcaza Keppel Energy	Guayas	S.N.I.	Térmica	150.00	120.00
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	S.N.I.	Térmica	33.25	27.30
Valsolar	Valsolar	Imbabura	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Vicunha	Vicunha	Pichincha	S.N.I.	Hidráulica	6.09	5.86
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	S.N.I.	Fotovoltaica	1.00	1.00
Total Potencia Sistema Nacional Interconectado:					7076.73	6738.08
Nota: Existe variación de 0.85 MW al reportado en la Tabla No. 4 . La potencia de las centrales reportadas varía en fracciones.						

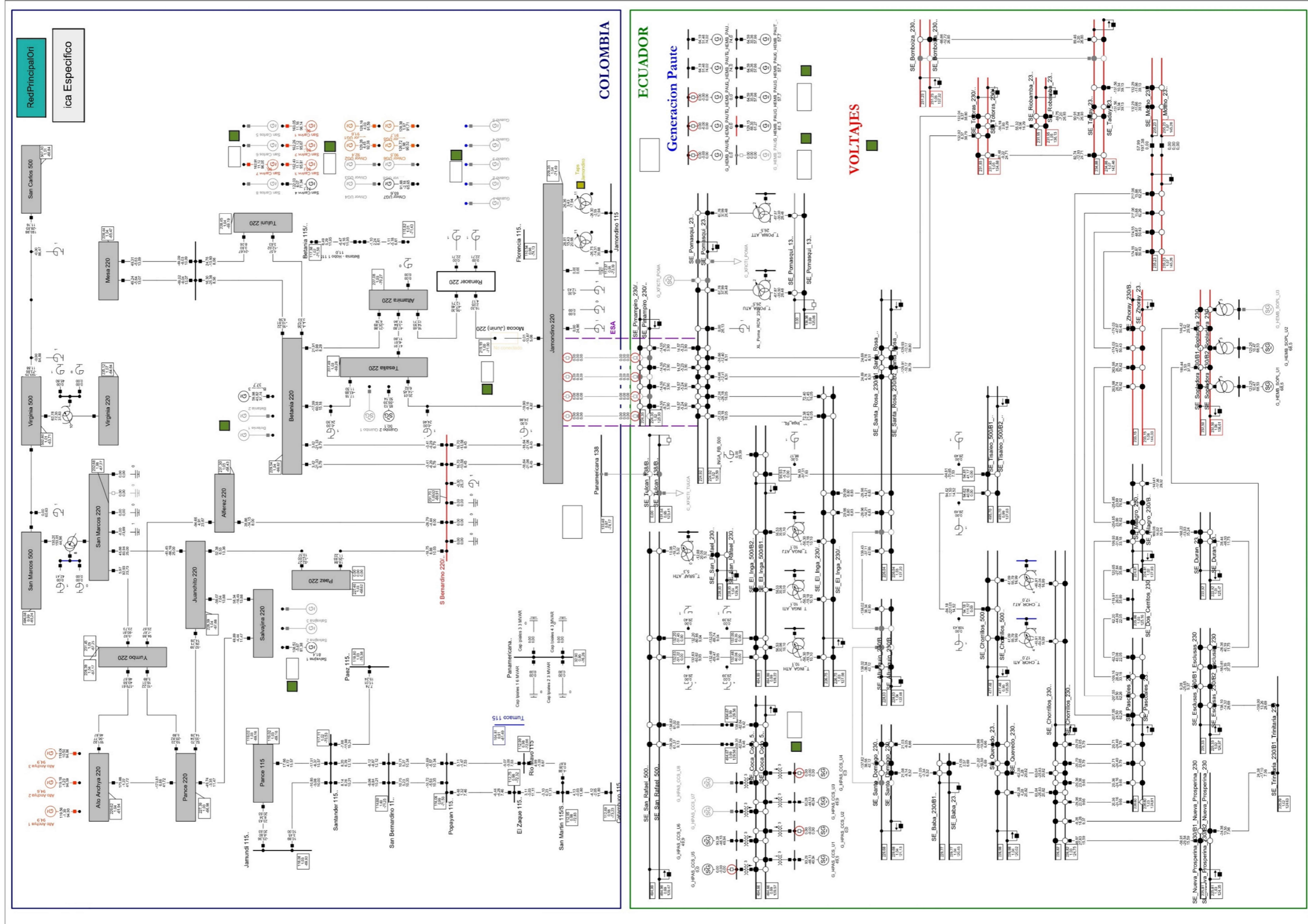
Anexo B Potencial eólico estimado del Ecuador

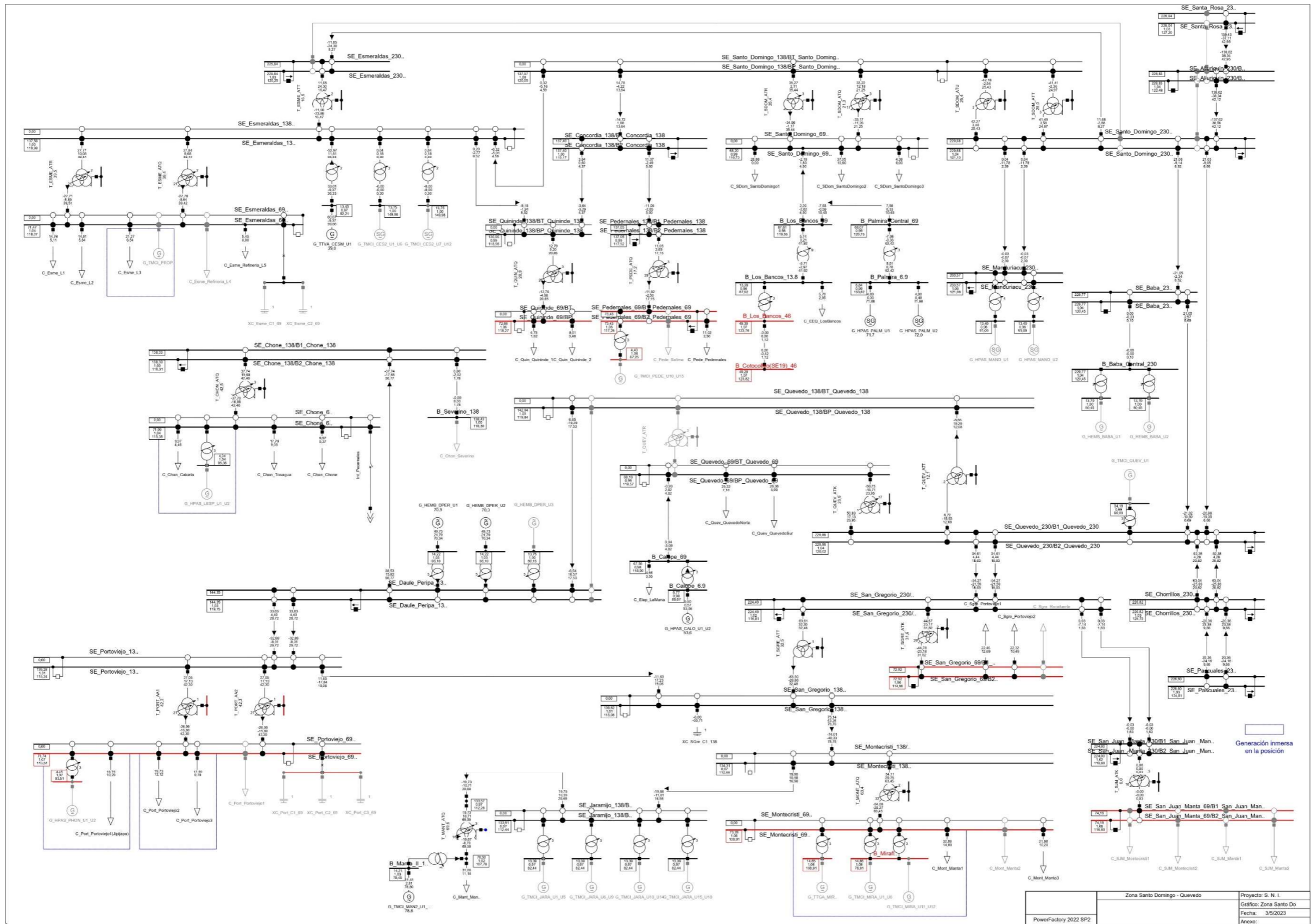
POTENCIA FACTIBLE A CORTO PLAZO									
POTENCIA BRUTO						INTEGRACIÓN ACUMULADA			
Provincia	Rango velocidad m/s	Area	Potencia Instalable [MW]	Factor de capacidad	Energía Annual [GWh/año]	VIENTO [m/s]	AREA [m/s]	POTENCIA INSTALABLE [m/s]	ENERGIA ANUAL [GWh/año]
Carchi	7.0 - 7.5	1.24	3.72	0.20	6.39	> 7	4.60	13.80	23.69
	7.8 - 8.0	1.56	4.68	0.25	10.04	> 7.5	3.36	10.08	21.63
	8.0 - 8.5	0.96	2.88	0.30	7.42	> 8	1.80	5.40	13.91
	>8.5	0.84	2.52	0.35	7.57	> 8.5	0.84	2.52	7.57
Imbabura	7.0 - 7.5	2.46	7.39	0.20	12.68	> 7	6.32	18.95	32.54
	7.8 - 8.0	1.75	5.24	0.25	11.26	> 7.5	3.86	11.57	24.83
	8.0 - 8.5	1.47	4.40	0.30	11.34	> 8	2.11	6.32	16.28
	>8.5	0.64	1.92	0.35	5.77	> 8.5	0.64	1.92	5.77
Pichincha	6.5 - 7.0	0.39	1.16	0.20	1.99	> 6.5	41.19	122.42	212.18
	7.0 - 7.5	21.25	63.76	0.20	109.48	> 7.0	40.81	122.42	210.18
	7.5 - 8.0	12.01	36.02	0.25	77.31	> 7.5	19.55	58.65	125.88
	8.0 - 8.5	5.08	15.23	0.30	39.23	> 8	7.54	22.63	58.29
Cotopaxi	>8.5	2.47	7.40	0.35	22.23	> 8.5	2.47	7.40	22.23
	7.0 - 7.5	2.51	7.54	0.20	12.95	> 7	5.99	17.98	30.87
	7.8 - 8.0	1.84	5.52	0.25	11.85	> 7.5	3.48	10.44	22.41
	8.0 - 8.5	0.80	2.40	0.30	6.18	> 8	1.64	4.92	12.67
Tungurahua	>8.5	0.84	2.52	0.35	7.57	> 8.5	0.84	2.52	7.57
	6.00 - 6.50	4.48	13.44	0.20	23.08	> 6.0	5.34	16.02	27.51
	6.50 - 7.00	0.71	2.13	0.20	3.66	> 7.0	0.86	2.58	4.43
	7.00 - 7.50	0.15	0.45	0.25	0.97	> 7.5	0.15	0.45	0.97
Bolívar	7.0 - 7.5	1.02	3.05	0.20	5.23	> 7	2.42	7.27	12.49
	7.8 - 8.0	0.48	1.44	0.25	3.09	> 7.5	1.41	4.22	9.07
	8.0 - 8.5	0.48	1.44	0.30	3.71	> 8	0.93	2.78	7.17
	>8.5	0.45	1.34	0.35	4.04	> 8.5	0.45	1.34	4.04
Chimborazo	7.0 - 7.5	14.97	44.91	0.20	77.10	> 7	30.60	91.80	157.62
	7.8 - 8.0	8.97	26.92	0.25	57.78	> 7.5	15.63	46.90	100.65
	8.0 - 8.5	4.58	13.75	0.30	35.42	> 8	6.66	19.97	51.44
	>8.5	2.07	6.22	0.35	18.68	> 8.5	2.07	6.22	18.68
Cañar	7.0 - 7.5	11.50	34.49	0.20	59.21	> 7	23.95	71.85	123.36
	7.8 - 8.0	7.09	21.26	0.25	45.62	> 7.5	12.45	37.36	80.19
	8.0 - 8.5	3.16	9.47	0.30	24.39	> 8	5.37	16.11	41.48
	>8.5	2.21	6.63	0.35	19.94	> 8.5	2.21	6.63	19.94
Azuay	7.0 - 7.5	62.16	186.47	0.20	320.17	> 7	98.25	294.75	506.07
	7.8 - 8.0	26.90	80.71	0.25	173.22	> 7.5	36.09	108.28	232.38
	8.0 - 8.5	7.16	21.47	0.30	55.29	> 8	9.19	27.56	70.99
	>8.5	2.03	6.10	0.35	18.31	> 8.5	2.03	6.10	18.31
Loja	7.0 - 7.5	106.92	320.77	0.20	550.75	> 7	293.40	880.19	1511.26
	7.8 - 8.0	69.46	208.39	0.25	447.25	> 7.5	186.47	559.42	1200.64
	8.0 - 8.5	43.76	131.27	0.30	338.07	> 8	117.01	351.03	904.06
	>8.5	73.25	219.76	0.35	660.32	> 8.5	73.25	219.76	660.32
Zamora Chinchipe	7.0 - 7.5	7.97	5.91	0.20	10.15	> 7	4.71	14.12	24.24
	7.8 - 8.0	2.39	7.17	0.25	15.38	> 7.5	2.74	8.21	17.62
	8.0 - 8.5	0.35	1.04	0.30	2.68	> 8	0.35	1.04	2.68
El Oro	7.0 - 7.5	20.32	60.97	0.20	104.67	> 7	45.08	135.25	232.22
	7.8 - 8.0	10.82	32.45	0.25	69.64	> 7.5	24.76	74.29	159.44
	8.0 - 8.5	7.16	21.49	0.30	55.35	> 8	13.95	41.84	107.75
	>8.5	6.78	20.35	0.35	61.14	> 8.5	6.78	20.35	61.14
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556.99	1670.96	2868.97
						> 7.5	309.96	929.87	1995.68
						> 8	166.54	499.61	1286.72
						> 8.5	91.59	274.76	825.57

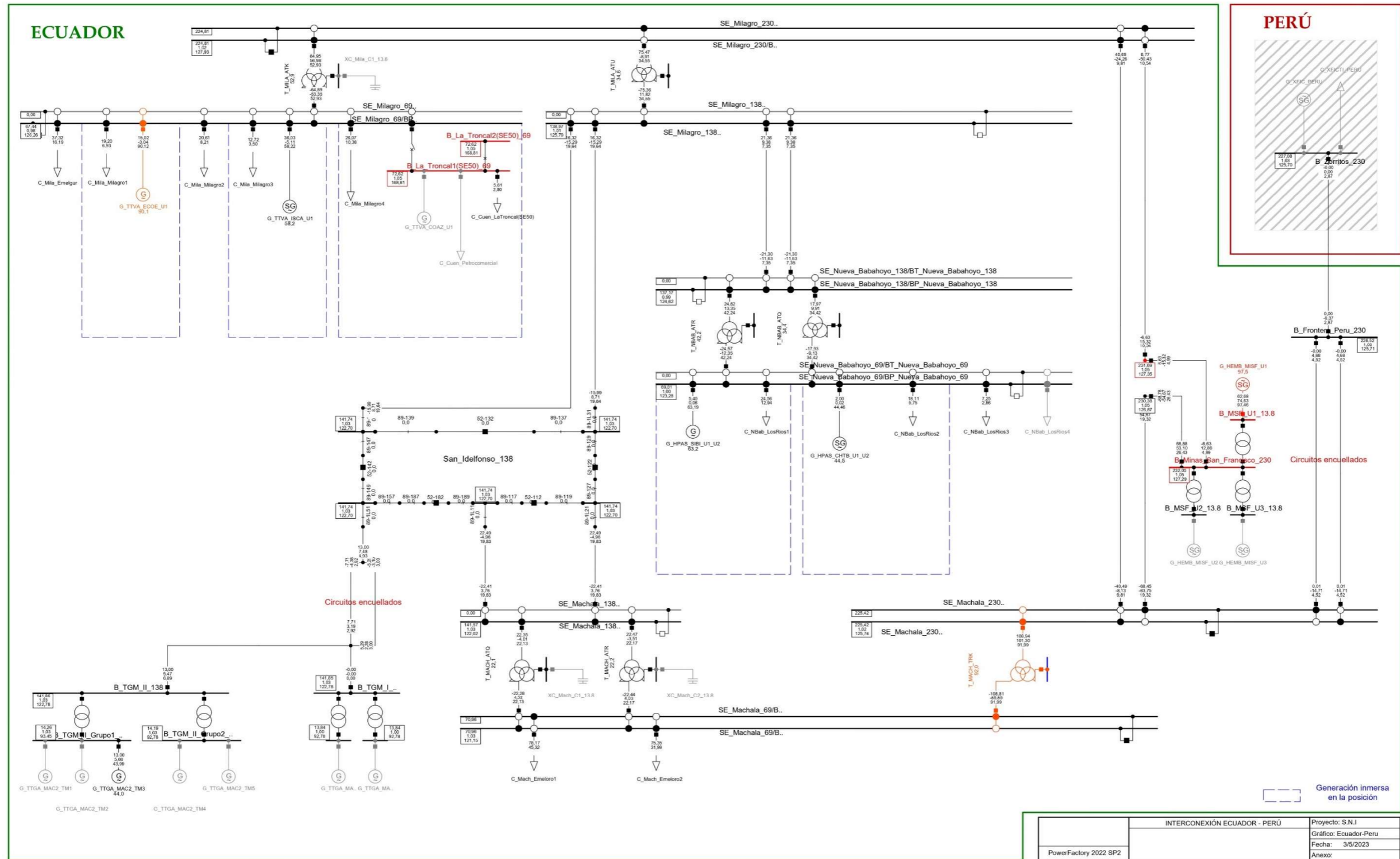
POTENCIA FACTIBLE A CORTO PLAZO									
POTENCIA INSTALABLE						INTEGRACIÓN ACUMULADA			
Provincia	Rango velocidad m/s	Area	Potencia Instalable [MW]	Factor de capacidad	Energía Anual [GWh/año]	VIENTO [m/s]	AREA [m/s]	POTENCIA INSTALABLE [m/s]	ENERGIA ANUAL [GWh/año]
Carchi	7.0 - 7.5	1.24	3.72	0.20	6.39	> 7	4.6	13.8	23.69
	7.8 - 8.0	1.56	4.68	0.25	10.04	> 7.5	3.36	10.08	21.63
	8.0 - 8.5	0.96	2.88	0.30	7.42	> 8	1.8	5.4	13.91
	>8.5	0.84	2.52	0.35	7.57	> 8.5	0.84	2.52	7.57
Imbabura	7.0 - 7.5	1.08	3.24	0.20	5.56	> 7	3.68	11.04	18.96
	7.8 - 8.0	1	3	0.25	6.44	> 7.5	2.6	7.8	16.74
	8.0 - 8.5	1.04	3.12	0.30	8.04	> 8	1.6	4.8	12.36
	>8.5	0.56	1.68	0.35	5.05	> 8.5	0.56	1.68	5.05
Pichincha	7.0 - 7.5	21.25	63.76	0.20	109.48	> 7	40.81	122.42	210.18
	7.8 - 8.0	12.01	36.02	0.25	77.31	> 7.5	19.55	58.65	125.88
	8.0 - 8.5	5.08	15.23	0.30	39.23	> 8	7.54	22.63	58.29
	>8.5	2.47	7.4	0.35	22.23	> 8.5	2.47	7.4	22.23
Bolívar	7.0 - 7.5	1.02	3.05	0.20	5.23	> 7	2.42	7.27	12.49
	7.8 - 8.0	0.48	1.44	0.25	3.09	> 7.5	1.41	4.22	9.07
	8.0 - 8.5	0.48	1.44	0.30	3.71	> 8	0.93	2.78	7.17
	>8.5	0.45	1.34	0.35	4.04	> 8.5	0.45	1.34	4.04
Chimborazo	7.0 - 7.5	7.31	21.93	0.20	37.66	> 7	11.87	25.61	61.14
	7.8 - 8.0	3.25	9.76	0.25	20.94	> 7.5	4.56	13.67	29.35
	8.0 - 8.5	1.19	3.56	0.30	9.16	> 8	1.31	3.92	10.08
	>8.5	0.12	0.36	0.35	1.08	> 8.5	0.12	0.36	1.08
Cañar	7.0 - 7.5	11.5	34.49	0.20	59.21	> 7	23.95	71.85	123.36
	7.8 - 8.0	7.09	21.26	0.25	45.62	> 7.5	12.45	37.36	80.19
	8.0 - 8.5	3.16	9.47	0.30	24.39	> 8	5.37	16.11	41.48
	>8.5	2.21	6.64	0.35	19.94	> 8.5	2.21	6.64	19.94
Azuay	7.0 - 7.5	21.38	64.14	0.20	110.13	> 7	22.92	101.77	174.74
	7.8 - 8.0	8.29	24.86	0.25	53.34	> 7.5	12.54	37.63	80.77
	8.0 - 8.5	2.9	8.7	0.30	22.40	> 8	4.26	12.78	32.91
	>8.5	1.36	4.08	0.35	12.26	> 8.5	1.36	4.08	12.26
Loja	7.0 - 7.5	71.46	214.38	0.20	368.08	> 7	173.49	520.46	893.62
	7.8 - 8.0	42.2	126.59	0.25	271.70	> 7.5	102.03	306.09	656.92
	8.0 - 8.5	22.48	67.45	0.30	173.72	> 8	59.83	179.49	462.27
	>8.5	37.35	112.04	0.35	336.65	> 8.5	37.35	112.04	336.65
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	294.74	884.22	1518.17
						> 7.5	158.5	475.51	1020.54
						> 8	82.64	247.91	638.47
						> 8.5	45.35	136.06	408.81

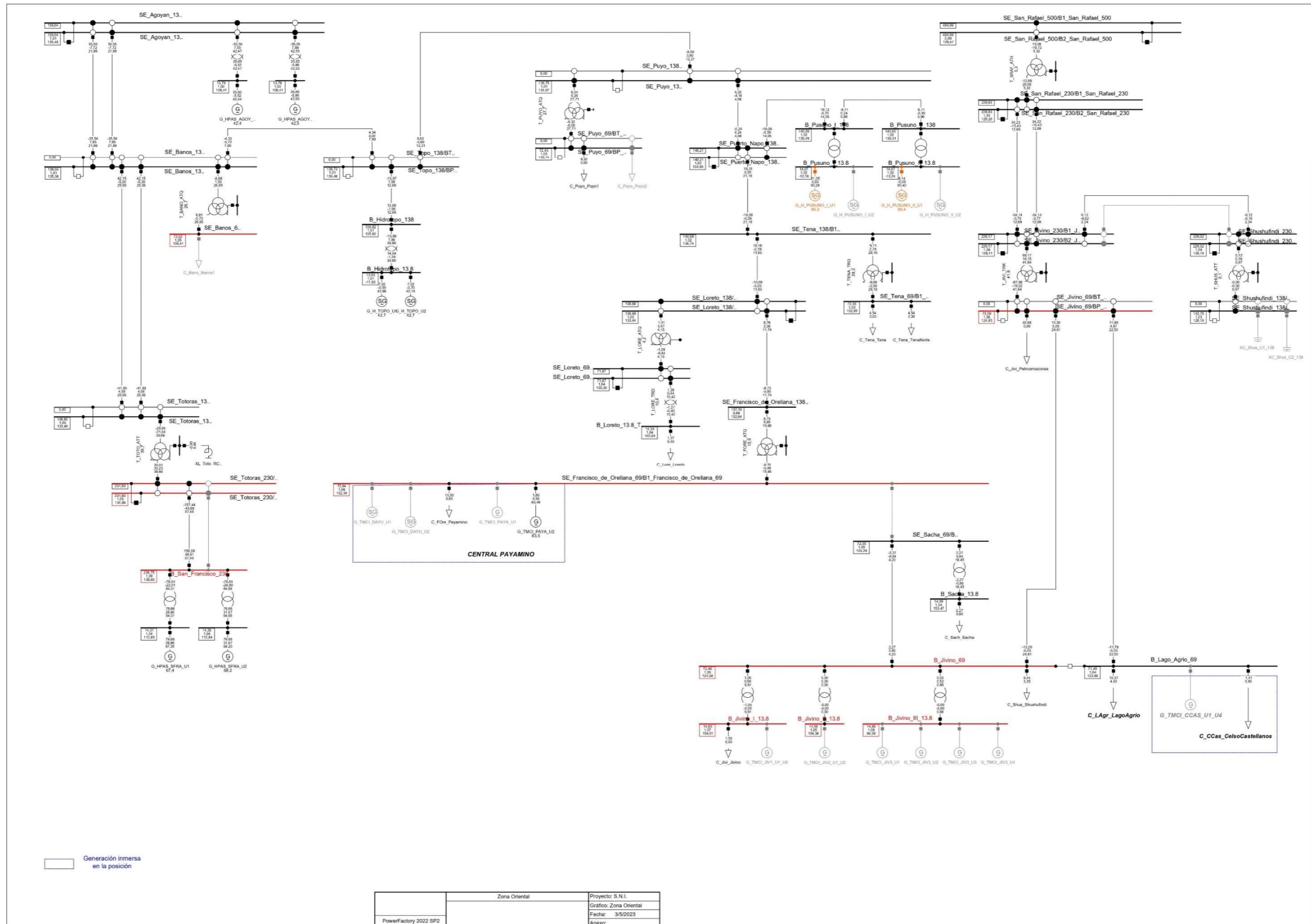
Anexo C Subáreas del Sistema Nacional Interconectado

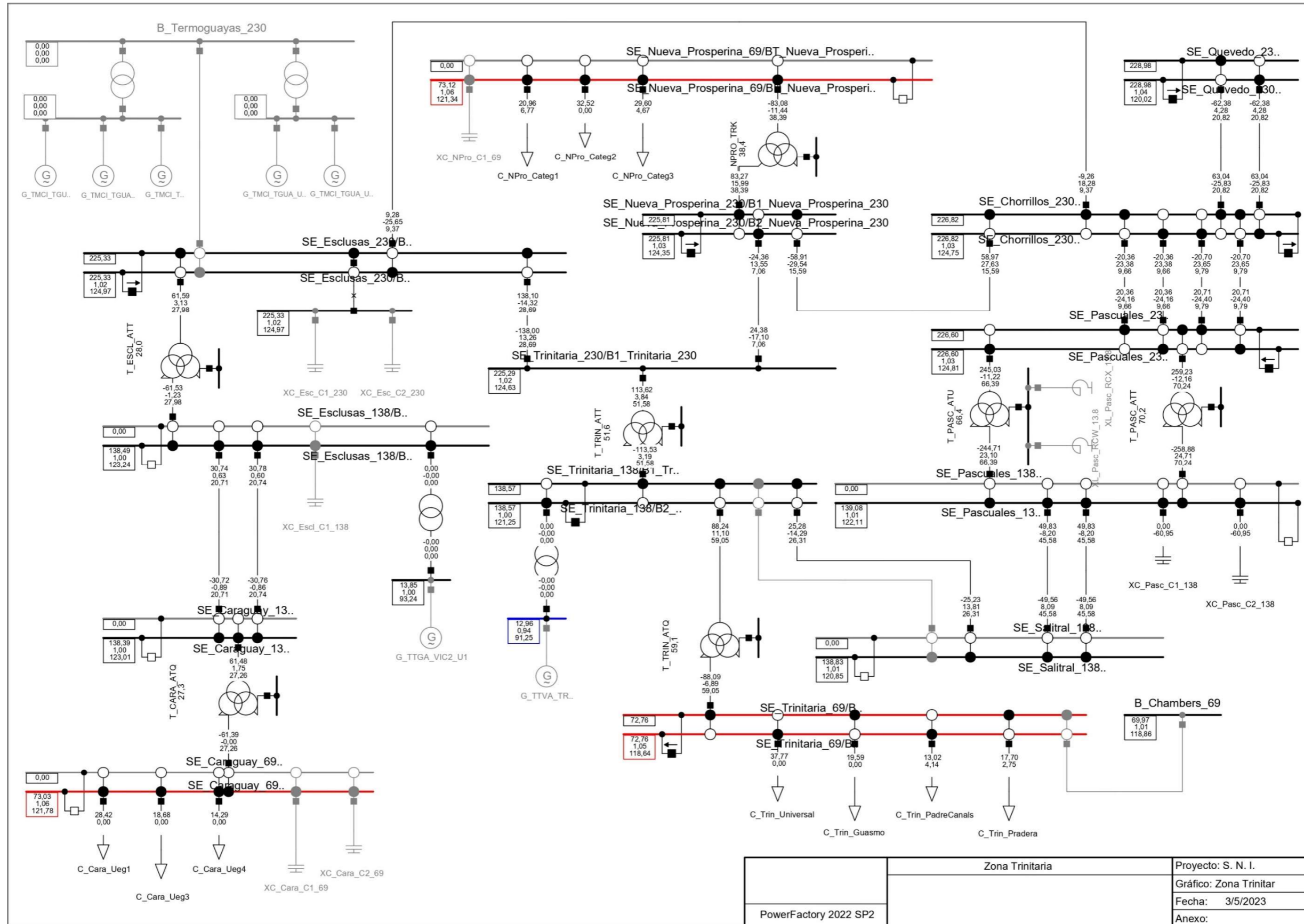


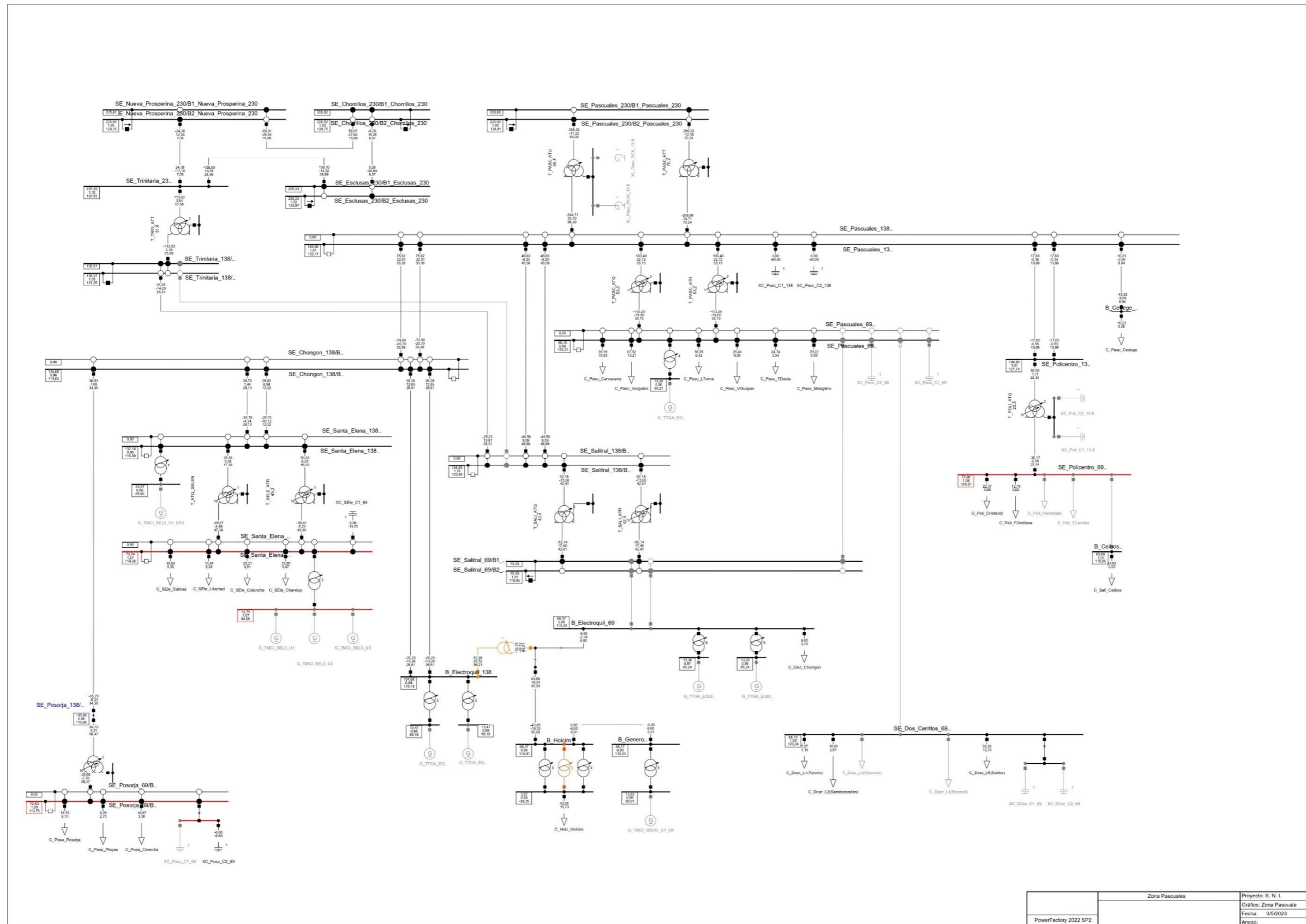




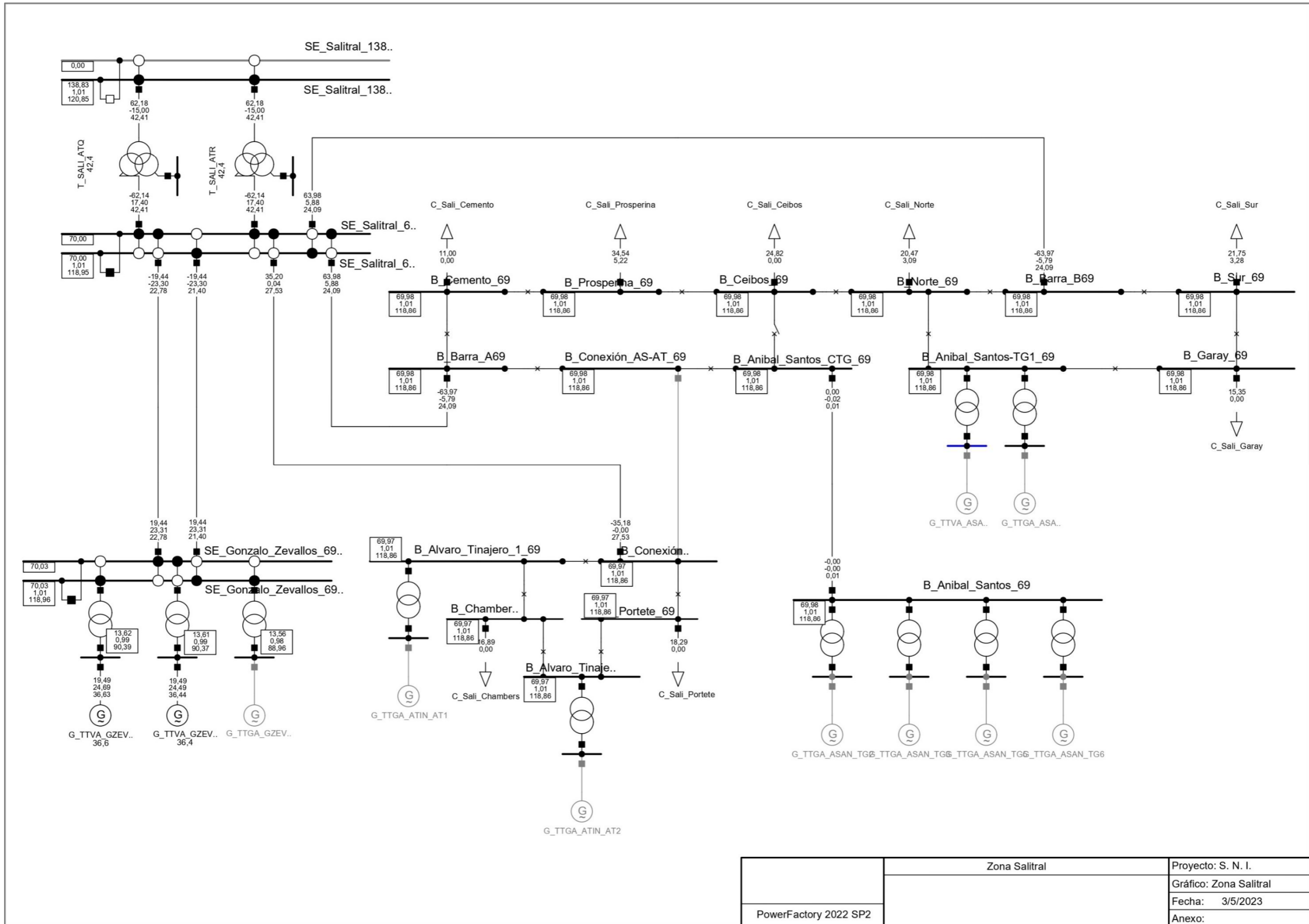


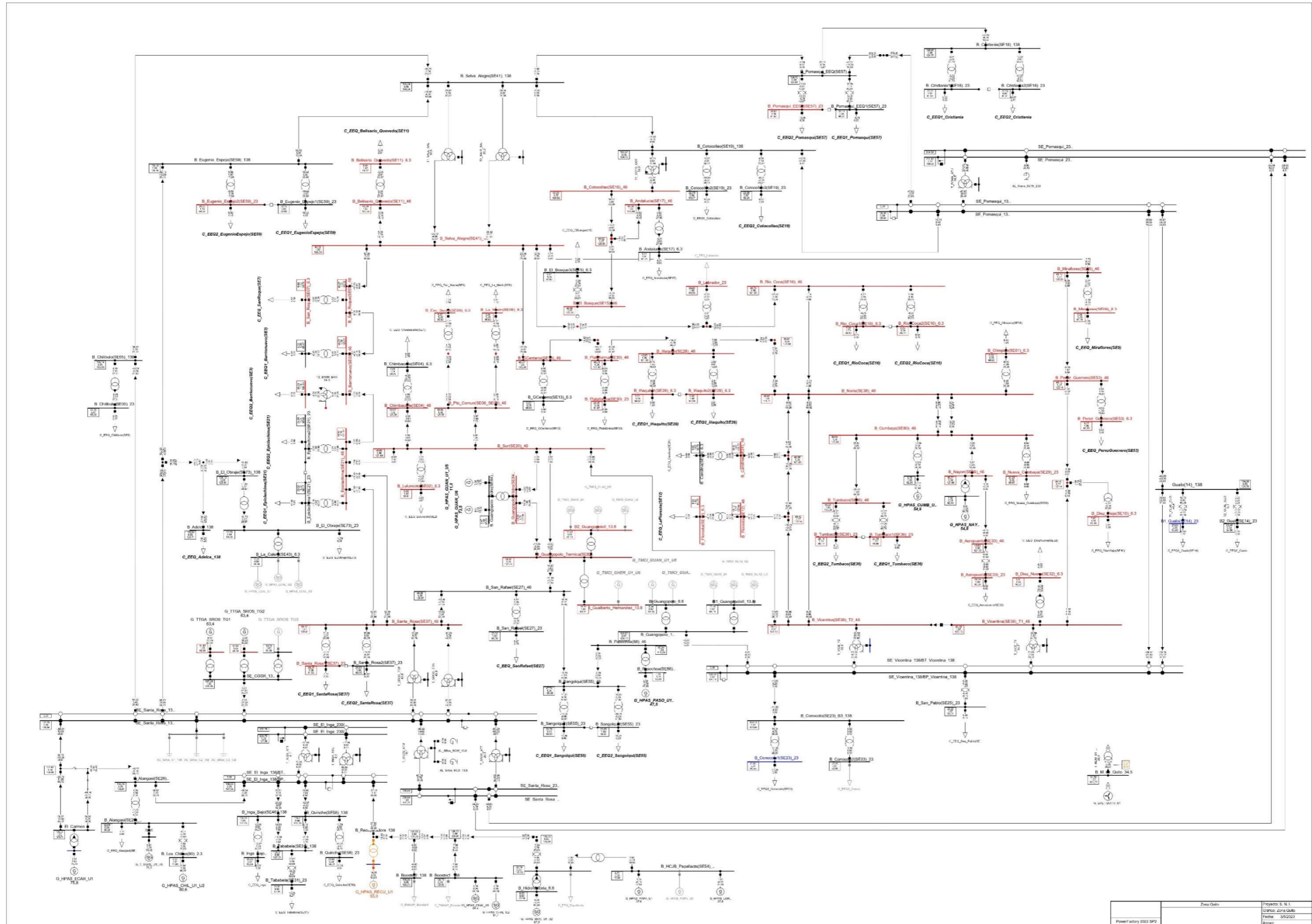


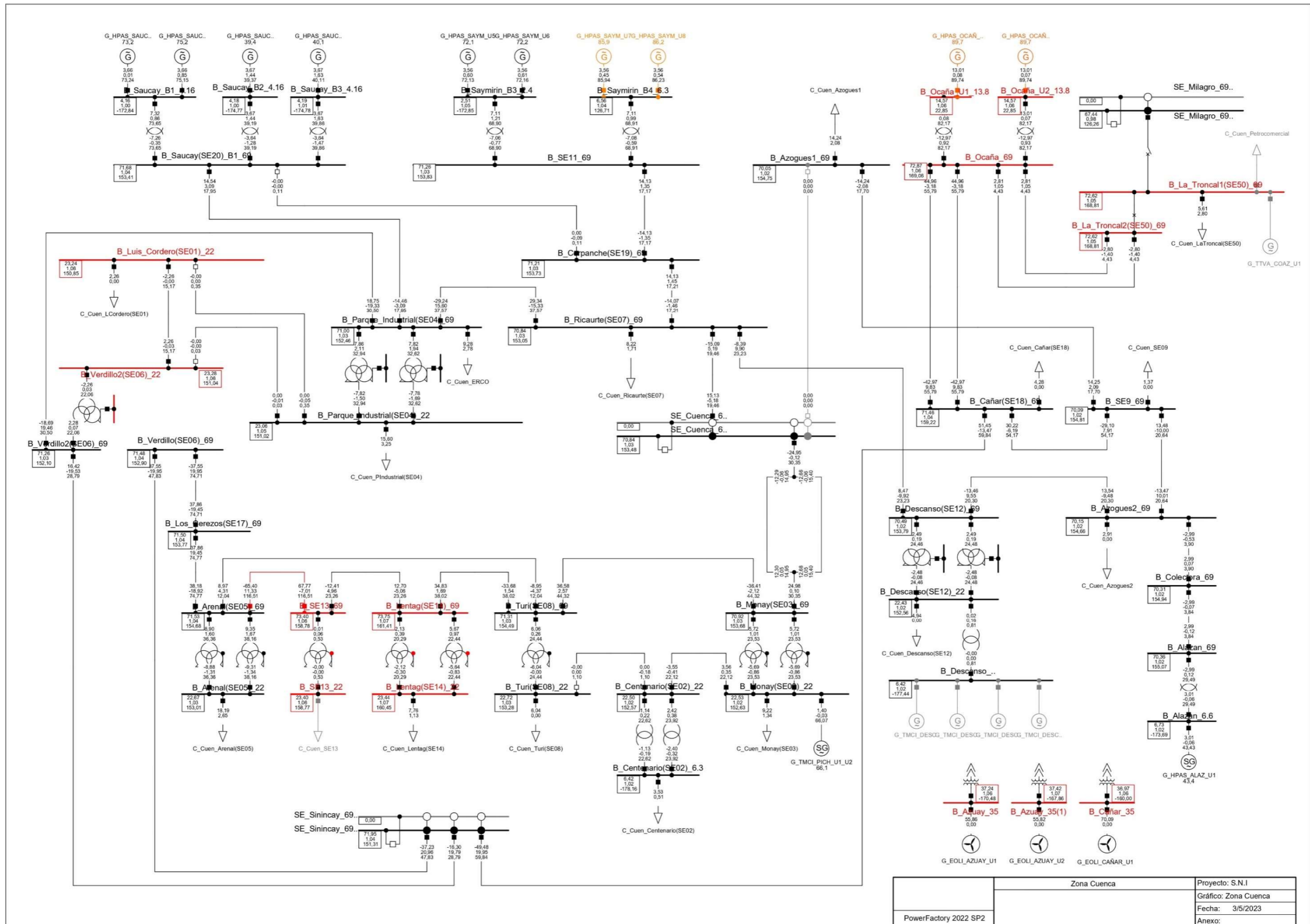




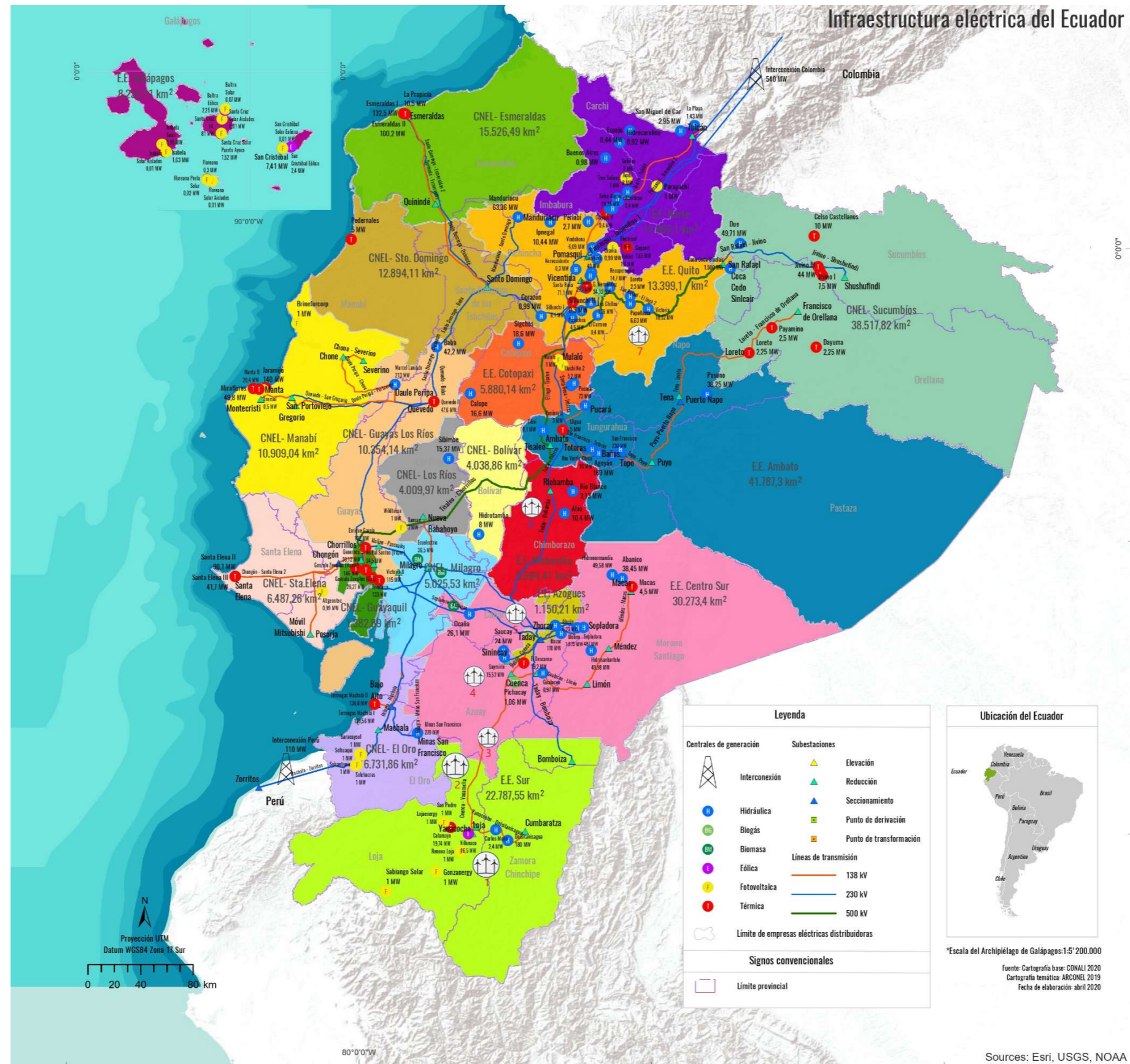
	Zona Pascuales	Proyecto: S. N. I.
		Gráfico: Zona Pascuales
		Fecha: 3/5/2023
		Anexo:







Anexo D Mapa de distribución de generación eólica en puntos con gran potencial



Anexo E Demanda proyectada según hipótesis.

Empresa	Crecimiento	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Hipótesis 3	Menor		5.0%	5.4%	5.2%	3.6%	3.3%	3.0%	3.1%	2.8%	0.9%	3.1%	3.0%
	Medio		6.1%	6.5%	6.2%	4.6%	4.3%	4.0%	4.1%	3.8%	1.9%	4.6%	4.6%
	Mayor		7.0%	7.4%	7.0%	5.4%	5.1%	4.9%	5.0%	4.7%	2.8%	6.2%	6.2%
CNEL - Bolívar	Menor	18.00	18.90	19.92	20.96	21.71	22.43	23.10	23.82	24.48	24.70	25.47	26.23
	Medio	18.00	19.10	20.34	21.60	22.59	23.57	24.51	25.51	26.48	26.99	28.23	29.53
	Mayor	18.00	19.26	20.69	22.13	23.33	24.52	25.72	27.01	28.27	29.07	30.87	32.78
CNEL - El Oro	Menor	179.00	187.95	198.10	208.40	215.90	223.03	229.72	236.84	243.47	245.66	253.28	260.88
	Medio	179.00	189.92	202.26	214.80	224.69	234.35	243.72	253.71	263.35	268.36	280.70	293.61
	Mayor	179.00	191.53	205.70	220.10	231.99	243.82	255.77	268.55	281.18	289.05	306.97	326.00
CNEL - Esmeraldas	Menor	91.00	95.55	100.71	105.95	109.76	113.38	116.78	120.40	123.78	124.89	128.76	132.62
	Medio	91.00	96.55	102.83	109.20	114.23	119.14	123.90	128.98	133.88	136.43	142.70	149.27
	Mayor	91.00	97.37	104.58	111.90	117.94	123.95	130.03	136.53	142.94	146.95	156.06	165.73
CNEL - Guayaquil	Menor	962.00	1010.10	1064.65	1120.01	1160.33	1198.62	1234.58	1272.85	1308.49	1320.26	1361.19	1402.03
	Medio	962.00	1020.68	1087.03	1154.42	1207.53	1259.45	1309.83	1363.53	1415.34	1442.24	1508.58	1577.97
	Mayor	962.00	1029.34	1105.51	1182.90	1246.77	1310.36	1374.57	1443.29	1511.13	1553.44	1649.75	1752.04
CNEL - Guayas Los Ríos	Menor	325.00	341.25	359.68	378.38	392.00	404.94	417.09	430.02	442.06	446.04	459.86	473.66
	Medio	325.00	344.83	367.24	390.01	407.95	425.49	442.51	460.65	478.16	487.24	509.65	533.10
	Mayor	325.00	347.75	373.48	399.63	421.21	442.69	464.38	487.60	510.52	524.81	557.35	591.91
CNEL - Los Ríos	Menor	74.00	77.70	81.90	86.15	89.26	92.20	94.97	97.91	100.65	101.56	104.71	107.85
	Medio	74.00	78.51	83.62	88.80	92.89	96.88	100.76	104.89	108.87	110.94	116.04	121.38
	Mayor	74.00	79.18	85.04	90.99	95.91	100.80	105.74	111.02	116.24	119.50	126.90	134.77
CNEL - Manabí	Menor	287.00	301.35	317.62	334.14	346.17	357.59	368.32	379.74	390.37	393.88	406.09	418.28
	Medio	287.00	304.51	324.30	344.41	360.25	375.74	390.77	406.79	422.25	430.27	450.06	470.77
	Mayor	287.00	307.09	329.81	352.90	371.96	390.93	410.08	430.59	450.83	463.45	492.18	522.70
CNEL - Milagro	Menor	120.00	126.00	132.80	139.71	144.74	149.52	154.00	158.78	163.22	164.69	169.80	174.89
	Medio	120.00	127.32	135.60	144.00	150.63	157.10	163.39	170.09	176.55	179.90	188.18	196.84
	Mayor	120.00	128.40	137.90	147.55	155.52	163.45	171.46	180.04	188.50	193.78	205.79	218.55
CNEL - Sta. Elena	Menor	109.00	114.45	120.63	126.90	131.47	135.81	139.88	144.22	148.26	149.59	154.23	158.86
	Medio	109.00	115.65	123.17	130.80	136.82	142.70	148.41	154.50	160.37	163.41	170.93	178.79
	Mayor	109.00	116.63	125.26	134.03	141.27	148.47	155.75	163.53	171.22	176.01	186.93	198.52
CNEL - Sto. Domingo	Menor	93.00	97.65	102.92	108.28	112.17	115.87	119.35	123.05	126.50	127.63	131.59	135.54
	Medio	93.00	98.67	105.09	111.60	116.74	121.76	126.63	131.82	136.83	139.43	145.84	152.55
	Mayor	93.00	99.51	106.87	114.35	120.53	126.68	132.88	139.53	146.09	150.18	159.49	169.38
CNEL - Sucumbios	Menor	52.00	54.60	57.55	60.54	62.72	64.79	66.73	68.80	70.73	71.37	73.58	75.79
	Medio	52.00	55.17	58.76	62.40	65.27	68.08	70.80	73.70	76.51	77.96	81.54	85.30
	Mayor	52.00	55.64	59.76	63.94	67.39	70.83	74.30	78.02	81.68	83.97	89.18	94.70
E.E. Ambato	Menor	115.00	120.75	127.27	133.89	138.71	143.29	147.58	152.16	156.42	157.83	162.72	167.60
	Medio	115.00	122.02	129.95	138.00	144.35	150.56	156.58	163.00	169.19	172.41	180.34	188.64
	Mayor	115.00	123.05	132.16	141.41	149.04	156.64	164.32	172.54	180.64	185.70	197.22	209.44
E.E. Azogues	Menor	14.00	14.70	15.49	16.30	16.89	17.44	17.97	18.52	19.04	19.21	19.81	20.40
	Medio	14.00	14.85	15.82	16.80	17.57	18.33	19.06	19.84	20.60	20.99	21.95	22.96
	Mayor	14.00	14.98	16.09	17.21	18.14	19.07	20.00	21.00	21.99	22.61	24.01	25.50
E.E. Centro Sur	Menor	177.00	185.85	195.89	206.07	213.49	220.54	227.15	234.19	240.75	242.92	250.45	257.96
	Medio	177.00	187.80	200.00	212.40	222.17	231.73	241.00	250.88	260.41	265.36	277.57	290.33
	Mayor	177.00	189.39	203.40	217.64	229.40	241.10	252.91	265.55	278.04	285.82	303.54	322.36
E.E. Cotopaxi	Menor	87.00	91.35	96.28	101.29	104.94	108.40	111.65	115.11	118.34	119.40	123.10	126.79
	Medio	87.00	92.31	98.31	104.40	109.20	113.90	118.46	123.31	128.00	130.43	136.43	142.71
	Mayor	87.00	93.09	99.98	106.98	112.75	118.50	124.31	130.53	136.66	140.49	149.20	158.45
E.E. Norte	Menor	96.00	100.80	106.24	111.77	115.79	119.61	123.20	127.02	130.58	131.75	135.84	139.91
	Medio	96.00	101.86	108.48	115.20	120.50	125.68	130.71	136.07	141.24	143.92	150.54	157.47
	Mayor	96.00	102.72	110.32	118.04	124.42	130.76	137.17	144.03	150.80	155.02	164.63	174.84
E.E. Quito	Menor	728.00	764.40	805.68	847.57	878.09	907.06	934.27	963.24	990.21	999.12	1030.09	1060.99
	Medio	728.00	772.41	822.61	873.62	913.80	953.10	991.22	1031.86	1071.07	1091.42	1141.63	1194.14
	Mayor	728.00	778.96	836.60	895.17	943.50	991.62	1040.21	1092.22	1143.56	1175.58	1248.46	1325.87
E.E. Riobamba	Menor	64.00	67.20	70.83	74.51	77.19	79.74	82.13	84.68	87.05	87.83	90.56	93.27
	Medio	64.00	67.90	72.32	76.80	80.33	83.79	87.14	90.71	94.16	95.95	100.36	104.98
	Mayor	64.00	68.48	73.55	78.70	82.95	87.18	91.45	96.02	100.53	103.35	109.75	116.56
E.E. Sur	Menor	62.00	65.10	68.62	72.18	74.78	77.25	79.57	82.03	84.33	85.09	87.73	90.36
	Medio	62.00	65.78	70.06	74.40	77.82	81.17	84.42	87.88	91.22	92.95	97.23	101.70
	Mayor	62.00	66.34	71.25	76.24	80.35	84.45	88.59	93.02	97.39	100.12	106.33	112.92

Anexo F Repotenciación de la infraestructura del S.N.I. Huascachaca y Villanaco

PARQUE EOLICO VILLONACO

AEROGENERADOR 34.5KV

General Conductor de Secuencia Cero/Neutro

Nombre: G_EOLL_VILL_U1_U11

Terminal: Zona Molino Milagro\B_Villonaco_35\Cub_1 B_Villonaco_35

Zona: B_Villonaco_35

Área:

Fuera de servicio

Tecnología: 3F

Categoría de la Centra: Viento Subcategoría:

Número de unidades en paralelo: 205

Valores Nominales

Potencia Aparente Nominal: 1,579 MVA

Factor de Potencia Nominal: 0,95

Modelo:

TRANSFORMADOR VILLONACO 35KV – 69KV

General Conductor a tierra/neutro

Nombre: T_VILL_U1_U11

Tipo: ...ta\Ecuador\Library\TRAFOS\T_VILLONACO_U1_U11

Lado AT: Zona Molino Milagro\B_Villonaco_69\Cub_1 B_Villonaco_69

Lado BT: Zona Molino Milagro\B_Villonaco_35\Cub_2 B_Villonaco_35

Zona: Lado AT

Área: Lado AT

Fuera de servicio

Número de Transformadores en paralelo: 16 Intercambiar Conexiones

Capacidades Térmicas:

Factor de clasificación: 1 Potencia Nominal (act.): 400, MVA

Elementos Suministrados

Marcar Elementos en el Gráfico Editar Elementos

LINEA 69KV VILLONACO - LOJA

Corriente Nominal (act.)	4,6 kA
Impedancia Sec. Pos. Z1	0,2103983 Ohm
Impedancia Sec. Pos. Áng.	64,75583 deg
Resistencia Sec. Pos. R1	0,08972999 Ohm
Reactancia Sec. Pos. X1	0,190305 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	0,3246442 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	0,6170256 Ohm
Corriente de tierra, Ice	10,17642 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,7717251
Factor tierra k0, Áng.	-3,589081 deg

TRANSFORMADOR LOJA 69KV/138KV

Lado	Factor de Clasificación	Potencia Nominal (act.)
Lado AT	1,	400,2 MVA
Lado MT	1,	400,2 MVA
Lado BT	1,	120, MVA

LINEA 138KV LOJA YANACOCHA

Linea - Zona Molino Milagro\L_LOJA_YANA_1_2.ElmLine

Datos Básicos

Nombre: L_LOJA_YANA_1_2

Tipo: ...S\LINEAS 138 SNT\138_Z2_397.5_CUEN_YANA_1_2

Terminal i: Zona Molino Milagro\SE_Loja_138\T8\Cub_2 BP_Loja_138

Terminal j: Zona Molino Milagro\SE_Yanacocha_138\T20\Cub_2 BP_Yanacocha_138

Zona: Terminal i

Área: Terminal i

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo: 5

Parámetros

Capacidades Térmicas: [dropdown]

Longitud de Línea: 13,6 km

Factor de Reducción: 1,

Tipo de Línea: **Aéreo**

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes

Corriente Nominal (act.)	2,09 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	1,394131 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	73,94899 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	0,3854675 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	1,339782 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	0,906032 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	3,504753 Ohm
Corriente de tierra, Ice	35,71035 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,5323927
Factor tierra k0, Áng.	2,530966 deg

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 671.541,Y= 311.338 DB 806500 1/12/2011

LINEA 138KV YANACOCHA - CUENCA

Linea - Zona Molino Milagro\L_CUEN_YANA_1_1.ElmLine

Datos Básicos

Nombre: L_CUEN_YANA_1_1

Tipo: ...S\LINEAS 138 SNT\138_Z2_397.5_CUEN_YANA_1_1

Terminal i: Zona Molino Milagro\SE_Cuenca_138\T11\Cub_2 BP_Cuenca_138

Terminal j: Zona Molino Milagro\SE_Yanacocha_138\T5\Cub_2 BP_Yanacocha_138

Zona: Terminal i

Área: Terminal i

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo: 4

Parámetros

Capacidades Térmicas: [dropdown]

Longitud de Línea: 131,8 km

Factor de Reducción: 1,

Tipo de Línea: **Aéreo**

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes

Corriente Nominal (act.)	1,672 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	16,88846 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	73,94899 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	4,669542 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	16,23008 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	10,97565 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	42,45647 Ohm
Corriente de tierra, Ice	276,8603 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,5323926
Factor tierra k0, Áng.	2,530964 deg

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 593.752,Y= 350.762 DB 806500 1/12/2011

LINEA 138KV CUENCA MOLINO

Datos Básicos

Nombre: L_CUEN_MOLU_1_2

Tipo: ...AS\LINEAS 138 SNT\138_Z2_397_5_CUEN_MOLU_1_2

Terminal i: Zona Molino Milagro\SE_Cuenca_138\T8\Cub_2 BP_Cuenca_138

Terminal j: Zona Molino Milagro\SE_Molino_138\T10\Cub_2 B2_Molino_138

Zona: Terminal i

Área: Terminal i

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo: 10

Parámetros

Capacidades Térmicas: [dropdown]

Longitud de Línea: 67,08 km

Factor de Reducción: 1,

Tipo de Línea: **Aéreo**

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes	
Corriente Nominal (act.)	4,18 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	3.435902 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	73.82783 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	0.9569834 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	3.299941 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	2.259959 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	8.578875 Ohm
Corriente de tierra, I _{ce}	353,8509 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,5275044
Factor tierra k0, Áng.	2,307242 deg

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 521.049,Y= 329.778 DB 806500 1/12/2011

TRAFMO MOLINO 138KV/230KV

Datos Básicos

Nombre: T_MOLU_AT1

Tipo: ...ork Data\Ecuador\Library\TRAFOS\T_MOLINO_AT1

Lado AT: Zona Molino Milagro\SE_Molino_230\T18\Cub_2 B1_Molino_230

Lado MT: Zona Molino Milagro\SE_Molino_138\T24\Cub_2 B2_Molino_138

Lado BT: ...ilagro\B_Molino_AT1_13.8\Cub T_AT1_MOL_13.8_KV B_Molino_AT1_13.8

Zona: Lado AT

Área: Lado AT

Fuera de servicio

Número de Transformadores en paralelo: 3

Intercambiar Conexiones

Autotransformador: AT-MT

Factor de Clasificación	Potencia Nominal (act.)
Lado AT: 1,	1125, MVA
Lado MT: 1,	1125, MVA
Lado BT: 1,	300, MVA

Elementos Suministrados

Marcar Elementos en el Gráfico Editar Elementos

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 541.609,Y= 372.806 DB 806500 1/12/2011

PARQUE EOLICO HUASCACHACA

AEROGENERADOR 34.5KV

TRANSFORMADOR HUSCACHACA 34.5KV/138KV

LINEA UCHUCAY 138KV – LA PAZ 138KV

Linea - Zona Molino Milagro\L_PAZ_UCHU_1.1.Elmlne

Datos Básicos Configuración de Línea Aérea Compensación Avanzado

Nombre: L_PAZ_UCHU_1

Tipo: ...EAS\LINEAS 138 SNT\138_Z2_477_LPAZ_UCHU_1_1

Terminal i: Zona Molino Milagro(SE_La_Paz_138\T11)\Cub_2 BP_La_Paz_138

Terminal j: Zona Molino Milagro(B_Uchucay_138)\Cub_1 B_Uchucay_138

Zona: Terminal i →

Área: Terminal i →

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo: 5

Parámetros

Capacidades Térmicas: [dropdown]

Longitud de Línea: 20,8 km

Factor de Reducción: 1

Tipo de Línea: Aéreo

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes

Corriente Nominal (act.)	2,345 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	2,153187 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	76,82204 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	0,4908758 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	2,096486 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	1,243832 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	5,216889 Ohm
Corriente de tierra, Ice	49,21962 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,4969321
Factor tierra k0, Áng.	-0,3882167 deg

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 572.344,Y= 318.968 DB 806500 1/12/2011

LINEA LA PAZ – CUENCA 138KV

Linea - Zona Molino Milagro\L_CUEN_LPAZ_1.1.Elmlne

Datos Básicos Configuración de Línea Aérea Compensación Avanzado

Nombre: L_CUEN_LPAZ_1

Tipo: ...AS\LINEAS 138 SNT\138_Z2_397.5_CUEN_LPAZ_1_1

Terminal i: Zona Molino Milagro(SE_Cuenca_138\T14)\Cub_2 BP_Cuenca_138

Terminal j: Zona Molino Milagro(SE_La_Paz_138\T5)\Cub_2 BP_La_Paz_138

Zona: Terminal i →

Área: Terminal i →

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo: 6

Parámetros

Capacidades Térmicas: [dropdown]

Longitud de Línea: 60,5 km

Factor de Reducción: 1

Tipo de Línea: Aéreo

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes

Corriente Nominal (act.)	2,508 kA
Impedancia Sec. Pos, Z1	5,116899 Ohm
Impedancia Sec. Pos, Áng.	76,13017 deg
Resistencia Sec. Pos, R1	1,226607 Ohm
Reactancia Sec. Pos, X1	4,967705 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	3,318223 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	12,47929 Ohm
Corriente de tierra, Ice	190,3637 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,5079477
Factor tierra k0, Áng.	-1,690148 deg

LINEA CUENCA MOLINO 138KV

Línea - Zona Molino Milagro\L_CUEN_MOLI_1_2.ElmLine

Datos Básicos

Descripción

Flujo de Carga

Cortocircuito VDE/IEC

Cortocircuito Completo

Cortocircuito ANSI

Cortocircuito IEC 61363

Cortocircuito DC

Simulación RMS

Simulación EMT

Análisis de Cables

Calidad de Energía/Armónicos

Opt. de Enlaces Abiertos

Confiabilidad

Análisis de la Capacidad de Integración

Flujo Óptimo de Potencia

Planificación del Despacho

Colocación Óptima de Equipos

Datos Básicos Configuración de Línea Aérea Compensación Avanzado

Nombre:

Tipo:

Terminal i: BP_Cuenca_138

Terminal j: B2_Molino_138

Zona: →

Área: →

Fuera de servicio

Número de Líneas en paralelo:

Parámetros

Capacidades Térmicas:

Longitud de Línea: km

Factor de Reducción:

Tipo de Línea: **Aéreo**

Modelo de la Línea

Parámetros Concentrados (PI)

Parámetros Distribuidos

Secciones/Cargas de Líneas/Compensación

Valores resultantes	
Corriente Nominal (act.)	4,18 kA
Impedancia Sec. Pos. Z1	3,435902 Ohm
Impedancia Sec. Pos. Áng.	73,82783 deg
Resistencia Sec. Pos. R1	0,9569834 Ohm
Reactancia Sec. Pos. X1	3,299941 Ohm
Resistencia Sec. Cero, R0	2,259959 Ohm
Reactancia Sec. Cero, X0	8,578875 Ohm
Corriente de tierra, Ice	353,8509 A
Factor tierra k0, Magnitud	0,5275044
Factor tierra k0, Áng.	2,307242 deg

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 519.989,Y= 336.349 DB 806500 1/12/2011

TRAF0 MOLINO 138KV/230KV

Transformador de tres devanados - Zona Molino Milagro\T_MOLI.AT1.ElmTr3

Datos Básicos

Descripción

Flujo de Carga

Cortocircuito VDE/IEC

Cortocircuito Completo

Cortocircuito ANSI

Cortocircuito IEC 61363

Cortocircuito DC

Simulación RMS

Simulación EMT

Protección

Calidad de Energía/Armónicos

Opt. de Enlaces Abiertos

Confiabilidad

Análisis de la Capacidad de Integración

Flujo Óptimo de Potencia

Planificación del Despacho

Colocación Óptima de Equipos

Estimación de Estado

General Conductor a tierra/neutro

Nombre:

Tipo:

Lado AT: B1_Molino_230

Lado MT: B2_Molino_138

Lado BT: B_Molino_AT1_13.8

Zona: →

Área: →

Fuera de servicio

Intercambiar Conexiones

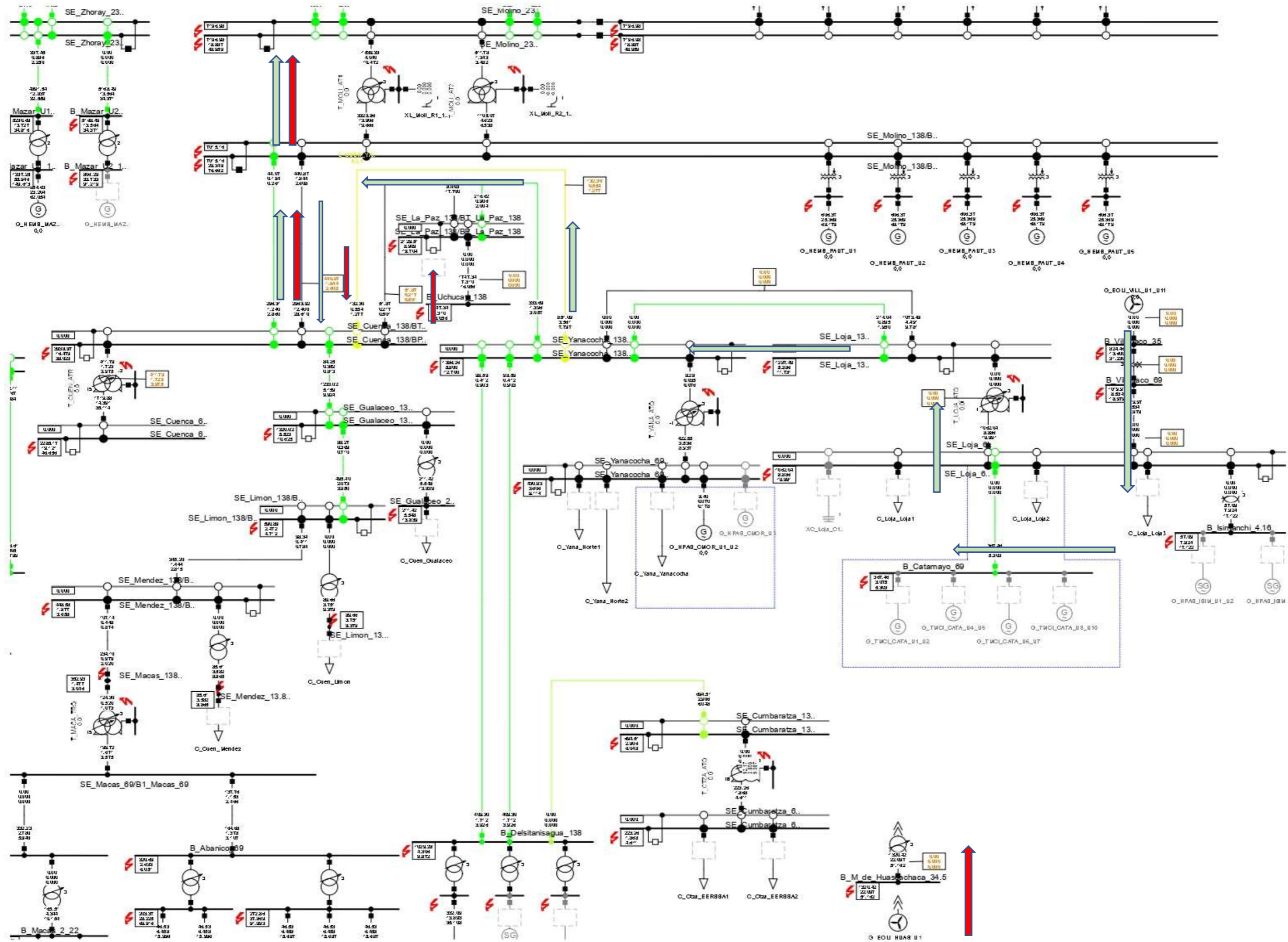
Número de Transformadores en paralelo:

Autotransformador:

Capacidad Térmica	Factor de Clasificación	Potencia Nominal (act.)
Lado AT: <input type="text" value=""/>	<input type="text" value="1,"/>	1125, MVA
Lado MT: <input type="text" value=""/>	<input type="text" value="1,"/>	1125, MVA
Lado BT: <input type="text" value=""/>	<input type="text" value="1,"/>	300, MVA

Elementos Suministrados

Zona Molino Milagro Orto Encajar X= 543.941,Y= 374.714 DB 806500 1/12/2011



PROVINCIA AZUAY 1 S/E 13 – CENTROSUR

Aerogenerador Azuay

TRANSFORMADOR AZUAY 1 S/E 13

PROVINCIA AZUAY 1 S/E LENTAG – CENTROSUR

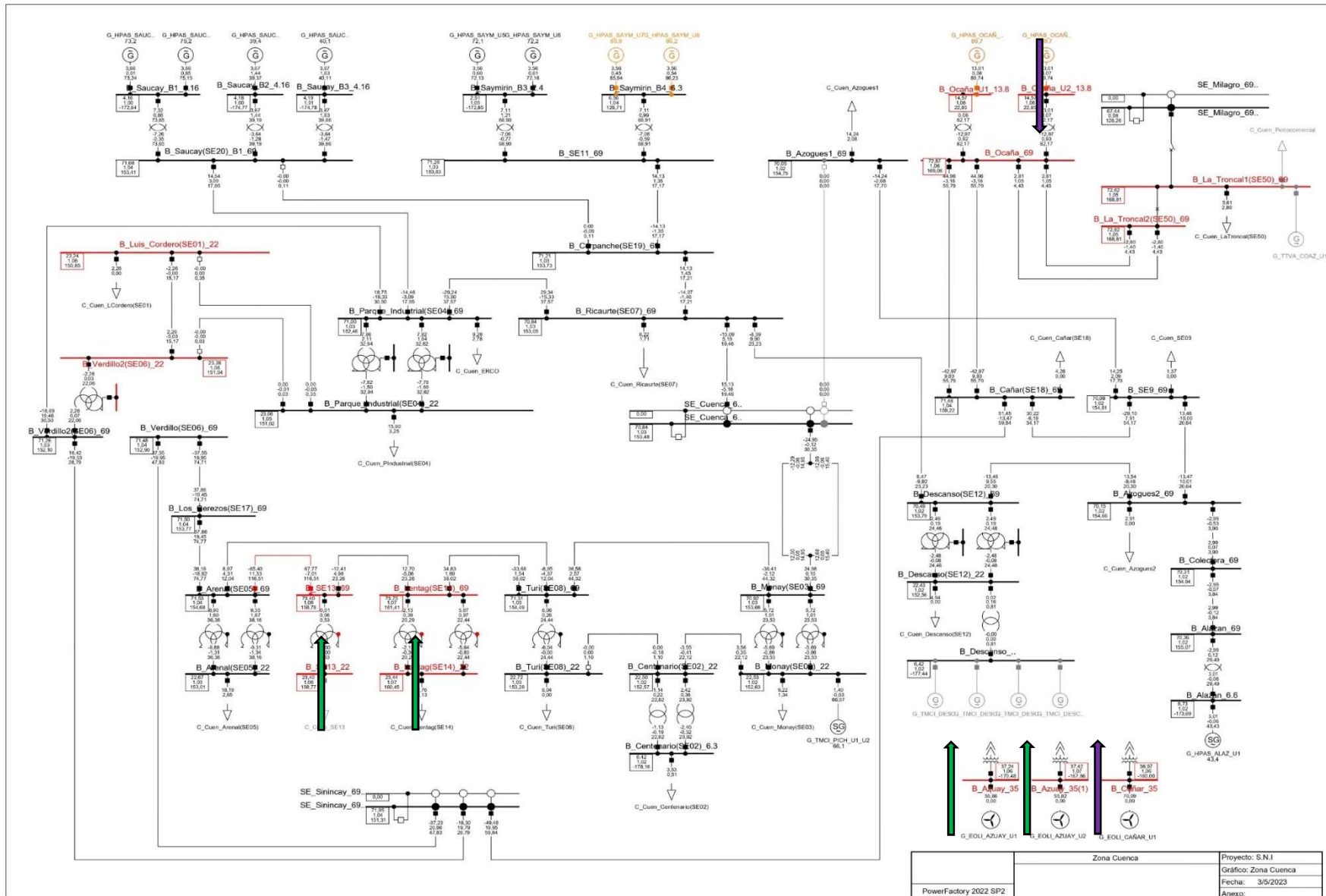
AEROGENERADOR LENTAG

TRANSFORMADOR AZUAY LENTAG

PROVINCIA DE CAÑAR S/E OCAÑA 69KV ELECAUSTRO

Aerogenerador Cañar

Transformador Cañar 34.5KV/69KV Ocaña

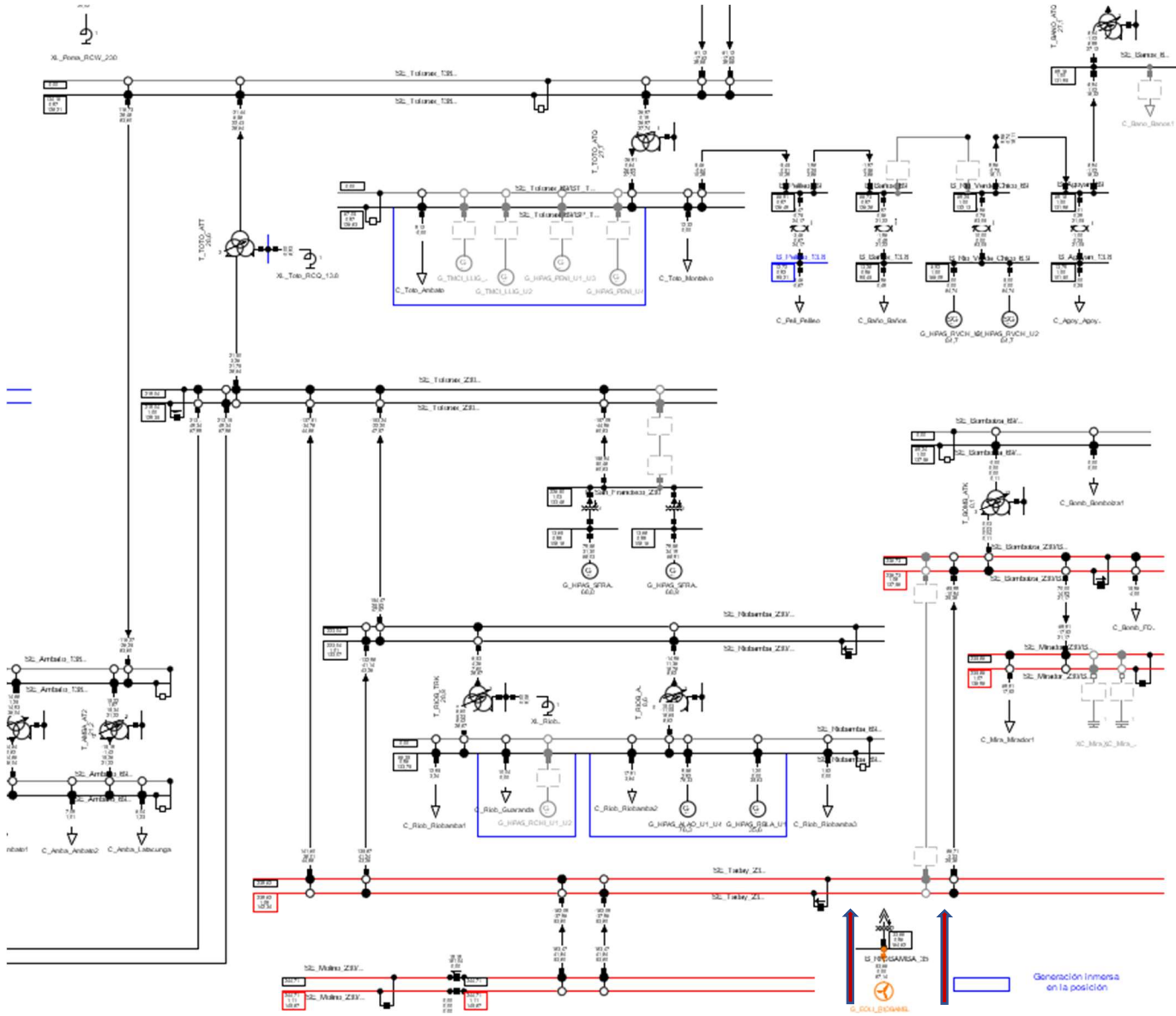


PowerFactory 2022 SP2	Zona Cuenca	Proyecto: S.N.I
		Gráfico: Zona Cuenca
		Fecha: 3/5/2023
		Anexo:

PROVINCIA DE CHIMBORAZO S/E RIOBAMBA 69KV

Aerogenerador Parque Eólico

Transformador 35KV/69KV



PROVINCIA DE PICHINCHA S/E EL CARMEN 138KV

Aerogenerador Parque Eólico El Carmen 34.5KV

Transformador 34.5KV/138KV

