



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE ELECTRICIDAD

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO DE INTERCONEXIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR USANDO EL MÉTODO DE EVALUACIÓN PONDERADA BASADA EN LOS RESULTADOS DEL ATLAS EÓLICO Y LOS DATOS PROPORCIONADOS POR LOS ANUARIOS DEL INAMHI

Trabajo de titulación previo a la obtención de

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JHOEL PAUL VARGAS VILLANO

TUTOR: CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA

Quito-Ecuador

2025

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Jhoel Paul Vargas Villano con documento de identificación N° 1752065498 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fin de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito 30 de marzo del año 2025

Atentamente:



Jhoel Paul Vargas Villano
1752065498

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Jhoel Paul Vargas Villano con documento de identificación N° 1752065498 expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy el autor del Proyecto Técnico: “Estimación del Impacto de Interconexión de Centrales Eólicas al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador Usando el Método de Evaluación Ponderada Basada en los Resultados del Atlas Eólico y los Datos Proporcionados por los Anuarios del INAMHI”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer los derechos cedidos anteriormente.

En conocimiento con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito 30 de marzo del año 2025

Atentamente:



Jhoel Paul Vargas Villano
1752065498

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña con documento de identificación N° 0503503336 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi autoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ESTIMACIÓN DEL IMPACTO DE INTERCONEXIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR USANDO EL MÉTODO DE EVALUACIÓN PONDERADA BASADA EN LOS RESULTADOS DEL ATLAS EÓLICO Y LOS DATOS PROPORCIONADOS POR LOS ANUARIOS DEL INAMHI, realizado por Jhoel Paul Vargas Villano con documento de identificación N° 1752065498, obteniendo como resultado final del trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito 30 de marzo del año 2025

Atentamente:



Ing. Carlos Andrés Barrera Singaña, Mtr.
0503503336

Índice General

ÍNDICE GENERAL	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	1
INTRODUCCIÓN	2
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2. ALCANCE.....	4
1.3. OBJETIVO PRINCIPAL.....	5
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
MARCO TEÓRICO.....	5
1.5. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR	5
1.6. ENERGÍA EÓLICA EN ECUADOR.....	6
1.7. INTERCONEXIÓN DE CENTRALES EÓLICAS CON LA RED ELÉCTRICA.....	7
1.7.1. Estudios prefactibilidad.....	7
1.7.2. Efectos de conectar aerogeneradores a la red.....	8
1.8. ATLAS EÓLICO	10
1.9. ECUACIONES PARA ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN.....	11
1.9.1. Potencia contenida en el viento.....	11
1.9.2. Límite de Betz.....	12
1.9.3. Gradiente eólico	13
1.10. ANUARIO DEL INAMHI.....	14
1.11. MÉTODO DE EVALUACIÓN PONDERADA	15
1.12. ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA	15
1.12.1. Barras de voltaje controlado (PV).....	17
1.12.2. Barras de compensación (Slack).....	17
1.12.3. Barras de cargas (PQ).....	18
1.12.4. Métodos de resolución.....	18
1.13. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS	18
1.13.1. Fallas Simétricas	19
1.13.2. Fallas asimétricas.....	19
1.13.3. Componentes simétricas	19
1.13.4. Equivalentes Thévenin de las redes de secuencia.....	21
1.13.5. Falla monofásica	22

1.13.6. Fallas Bifásica pura	23
1.13.7. Falla bifásica tierra.....	23
1.14. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	24
1.14.1. Ecuación de oscilación	24
1.15. SOFTWARE DIGSILENT POWERFACTORY	25
MARCO METODOLÓGICO	25
1.16. FASE 1: SELECCIÓN	26
1.16.1. Análisis general	26
1.16.2. Análisis específico	27
1.16.3. Pseudocódigo del proceso de selección.....	29
1.16.4. Selección del aerogenerador	30
1.16.5. Ubicación de los aerogeneradores	30
1.17. FASE 2: SIMULACIÓN Y ANÁLISIS.....	31
1.17.1. Análisis de flujos de potencia.....	31
1.17.2. Análisis de cortocircuitos	32
1.17.3. Análisis de estabilidad transitoria.....	33
1.18. FASE 3: CÁLCULO DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN	33
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	34
1.19. FASE 1: SELECCIÓN	34
1.19.1. Resultados Análisis general.....	34
1.19.2. Resultado Análisis específico	35
1.19.3. Resultado global de la fase 1	35
1.19.4. Selección del aerogenerador para cada zona	36
1.19.5. Ubicación de los aerogeneradores	37
1.20. FASE 2: SIMULACIÓN.....	40
1.20.1. Resultados análisis de flujo de potencia.....	41
1.20.2. Resultados análisis de cortocircuitos.....	43
1.20.3. Resultados análisis de estabilidad.....	46
1.21. FASE 3: DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN.....	47
1.21.1. Cálculos de estimación.....	48
CONCLUSIONES.....	50
RECOMENDACIONES	51
TRABAJOS FUTUROS	52
BIBLIOGRAFÍA	52
ANEXOS.....	59

1.22. ANEXO 1. ESTIMACIONES DE VELOCIDAD	59
1.23. ANEXO 2. TABLAS DE DESPACHOS CONSIDERADOS	65
1.24. ANEXO 3. RESULTADOS ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA	67
1.25. ANEXO 4. RESULTADOS ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS	77
1.26. ANEXO 5. ESQUEMAS Y ANÁLISIS	85
1.27. ANEXO 6. ESQUEMAS SIMULACIONES CORTOCIRCUITOS	133
1.28. ANEXO 7. ESQUEMAS ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	149
1.28.1. Línea “Santa Rosa – Totoras ” 230 kV	149
1.28.2. Línea “Cuenca - Molino” 130 kV	153

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 POTENCIA NOMINAL INSTALADA EN ECUADOR.	6
FIGURA 2 COMPONENTES SIMÉTRICAS	20
FIGURA 3 EQUIVALENTE THÉVENIN POR SECUENCIAS.....	21
FIGURA 4 DIAGRAMA EQUIVALENTES THÉVENIN	23
FIGURA 5 METODOLOGÍA UTILIZADA.....	26
FIGURA 6 PSEUDOCÓDIGO	29
FIGURA 7 ZONAS ELEGIDAS.....	35
FIGURA 8 CURVA DE GENERACIÓN.	37
FIGURA 9 PROYECTO 1.....	38
FIGURA 10 PROYECTO 2.....	39
FIGURA 11 ZONA INFLUENCIA PROYECTO 1.....	40
FIGURA 12 ZONA INFLUENCIA PROYECTO 2.....	40
FIGURA 13 EVENTO LÍNEA “SANTA ROSA - TOTORAS”.....	46
FIGURA 14 RESPUESTA DEL SISTEMA SIN LOS PROYECTOS.....	46
FIGURA 15 RESPUESTA DEL SISTEMA CON LOS PROYECTOS.....	47
FIGURA 16 EVENTO LÍNEA “CUENCA - MOLINO”.....	47
FIGURA 17 RESPUESTA DEL SISTEMA SIN LOS PROYECTOS.....	47
FIGURA 18 RESPUESTA DEL SISTEMA CON LOS PROYECTOS.....	47

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 CONSIDERACIONES PARA LA PONDERACIÓN.....	13
TABLA 2 CONSIDERACIONES PARA LA PONDERACIÓN.....	28
TABLA 3 DEMANDAS UTILIZADAS.....	32
TABLA 4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS GENERAL.....	34
TABLA 5 ZONAS POTENCIALES PARA EL EMPLAZAMIENTO.....	35
TABLA 6 VELOCIDADES DE VIENTO ESTIMADAS.....	36
TABLA 7 VELOCIDADES DE VIENTO.....	36
TABLA 8 DATOS AEROGENERADOR.....	36
TABLA 9 VELOCIDADES DE LAS ZONAS SELECCIONADAS.....	37
TABLA 10 DATOS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN NUEVAS.....	40
TABLA 11 TRANSFORMADORES PRINCIPALES PROYECTO 1.....	40
TABLA 12 TRANSFORMADORES PRINCIPALES PROYECTO 2.....	40
TABLA 13 DATOS AEROGENERADOR PROYECTO 1.....	41
TABLA 14 DESPACHOS CONSIDERADOS PROYECTO 1.....	41
TABLA 15 DESPACHOS CONSIDERADOS PROYECTO 2.....	41
TABLA 16 RESULTADOS ANÁLISIS DE FLUJOS PROYECTO 1.....	42
TABLA 17 RESULTADOS ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA PROYECTO 2.....	42
TABLA 18 ANÁLISIS COMPARATIVO DE CORTOCIRCUITOS.....	44
TABLA 19 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PROYECTO 1.....	44
TABLA 20 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS PROYECTO 2.....	45
TABLA 21 DATOS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.....	48
TABLA 22 RANGOS DE VELOCIDAD.....	48
TABLA 23 DENSIDAD DEL AIRE PARA CADA ZONA.....	48

TABLA 24 ESTIMACIONES DE VELOCIDAD A 115 M.....	49
TABLA 25 RANGOS DE POTENCIAS ESPERADAS	50

RESUMEN

Este documento muestra una propuesta de generación mediante la inclusión de centrales de generación eólicas al sistema ecuatoriano, se plantean 3 fases; la fase 1, ubica las mejores zonas basándose en aspectos cuantitativos y cualitativos que son procesados mediante el método de evaluación ponderada integrado dentro de un modelo de optimización, basando sus resultados en los datos proporcionados por los anuarios del INAMHI y el Atlas eólico ecuatoriano, dando por resultado 2 zonas potenciales donde se define su punto de interconexión y la potencia a instalarse. La fase 2 depende de la primera fase, el objetivo es evaluar y definir el impacto de estos proyectos al integrarlos con el “SNI” ecuatoriano utilizando el software DigSILENT PowerFactory, donde se incluyen análisis de flujos de potencia, cortocircuitos y estabilidad transitoria. Finalmente, en la fase 3 se define los límites máximos y mínimos de generación esperados para cada una de las centrales

Palabras clave: Cortocircuitos, Estabilidad, Flujos de potencia, Método de evaluación ponderada, Modelo de optimización, Simulación, Velocidad del viento.

ABSTRACT

This document presents a proposal for generating wind power plants by including them in the Ecuadorian system. It consists of three phases. Phase 1 locates the best areas based on quantitative and qualitative aspects, which are processed using a weighted evaluation method integrated into an optimization model. Its results are based on data provided by the INAMHI (National Institute of Statistics and Census) yearbooks and the Ecuadorian Wind Atlas. This results in two potential zones, where the interconnection point and installed capacity are defined. Phase 2 is based on the first phase. The objective is to evaluate and define the impact of these projects by integrating them with the Ecuadorian National System of Energy (SNI) using DigSILENT PowerFactory software, which includes power flow, short-circuit, and transient stability analyses. Phase 3 defines the maximum and minimum generation limits expected for each of the plants.

Keywords: Short circuit, stability, power flow, weighted evaluation method, optimization model, simulation, wind speed.

INTRODUCCIÓN

En el Ecuador se ha experimentado un cambio en la matriz energética donde el 61,18% de la generación proviene de recursos naturales renovables y el 38,82% de los recursos no renovables, siendo la más significativa la participación de la generación hidráulica representando un 58,34% de toda la generación [1]. Mediante los resultados expuestos por el atlas eólico y el plan maestro de electricidad se corroboró que existen otras fuente renovables disponibles con las cuales se puede abastecer las necesidades energéticas, una de ellas es el recurso eólico, el cual según estimaciones mostradas en los documentos mencionado con anterioridad representan un potencial bruto de 1691 MW equivalente a 28696 GWH por año en términos energéticos [2], [3]; a nivel de costa según otras fuentes se estima que existe un potencial eólico aprovechable de alrededor 900 MW [4].

Actualmente ese potencial no está siendo aprovechado pues existen pocos proyectos de generación eólica implementados dentro en el Sistema Nacional Interconectado desde ahora SNI, entre ellos se encuentran los parques eólicos Villonaco (16,5 MW) y Minas de

Huscachaca (50 MW) que se encuentran integrados al SNI; sin embargo, no son los únicos, pues se dispone de parques de generación en las islas Galápagos (región insular), estos corresponden a San Cristóbal y Baltra eólico (2,4 MW y 2,25 MW respectivamente) [4], los cuales aportan en la producción de energía de las respectivas islas y que están concebidos como sistemas aislados, los detalles de estas centrales se ubican en el apartado denominado energía eólica en Ecuador.

En el presente proyecto se pretende estimar los impactos de incluir las centrales de generación eólica al SNI para lograr esto el primer paso consiste en definir nuevas zonas para la implementación de este tipo de emplazamientos eólicos, dando prioridad a aspectos cuantitativos y cualitativos mediante optimización basada en el método de evaluación ponderada; el segundo paso consiste en colocar centrales de generación eólica en las zonas seleccionadas y con ayuda del software DIgSILENT PowerFactory realiza simulaciones y ejecutar diferentes análisis dentro de las zonas de influencia, en total se analizarán dos emplazamientos y se realizarán tres análisis por cada emplazamiento incluyendo análisis de

flujos de potencia, cortocircuitos y estabilidad transitoria.

Con esta metodología el objetivo primordial radica en evaluar la capacidad actual del Sistema Nacional Interconectado desde ahora llamado “SIN” e identificar las posibles afectaciones e inconvenientes al incluir nuevas centrales de generación del tipo eólico, lo cual contribuye a tres frentes importantes, el primero, ayuda a suplir la demanda energética creciente prevista con los años incrementando el aprovechamiento de los recursos renovables, asegurando que sea estable, segura y confiable. Segundo favorece la implementación y el diseño de nuevos proyectos eólicos de comprobarse la capacidad del sistema y tercero hace frente a la actual crisis de generación energética en la que se encuentra sumido el país.

La selección adecuada de las zonas para los emplazamientos eólicos, el desarrollo de las simulaciones, la implementación de las condiciones de análisis y la interpretación de los resultados, tiene una gran relevancia a nivel de ingeniería, pues su adecuada selección e implementación requieren de un criterio de análisis riguroso, en el cual no solo se observan los aspectos eléctricos, sino que también se toman en cuenta los

aspectos técnicos y las posible contingencias frente a las cuales el sistema se puede enfrentar en condiciones normales de operación.

1.1. Planteamiento del problema

Ecuador es un país cuya matriz energética pasó de la energía térmica a la energía hidráulica [1], debido a la gran cantidad del recurso hídrico y a una tendencia global hacia la transición de energías limpias y renovables [5], [6], [7], sin embargo, estos últimos años se ha experimentado un incremento en la demanda que si bien es cierto estaba teorizado en el plan de expansión de generación [3][8], debido a problemas administrativos no se pudo llegar a soluciones eficientes produciéndose una crisis energética, que hace evidente la necesidad de diversificar la generación e incluir nuevas centrales de generación [9]; ya que las actuales no logran satisfacer la demanda, sobre todo en épocas de estiaje.

Las centrales eólicas aparecen como una solución factible ante el tema de diversificación; sin embargo, se desconocen los impactos que el sistema nacional interconectado ecuatoriano (SNI) puede tener al incrementar la generación

mediante el recurso eólico, ya que hasta el momento solo una pequeña parte de la generación corresponde a la energía eólica; de manera que este documento busca dar respuesta a ese problema exponiendo las principales debilidades del sistema actual frente a nuevas opciones de generación.

1.2. Alcance

Para llevar a cabo este proyecto y obtener precisión en los resultados se utilizan dos fuentes de datos principales el atlas eólico y el anuario de INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología) del año 2013. De manera detallada la primera fuente entrega los datos de velocidad promedio del viento y capacidad de generación por provincia, mientras que la segunda ofrece una gama de tablas donde se registran los valores mensuales promedio obtenido por las estaciones meteorológicas distribuidas a lo largo del país, haciendo que el análisis pase de una perspectiva general a una más específica.

De todos los resultados obtenidos en cada provincia provenientes de la primera y segunda fuente se armará un modelo basado en la ponderación el cual será capaz de seleccionar las zonas con mayor capacidad de generación eólica; y

discriminar los sitios candidatos hasta especificar zonas potenciales, esta selección estará basada en aspectos cuantitativos como la velocidad del viento y cualitativos como puntos de interconexión al SNI y accesibilidad a las zonas.

De todos los posibles sitios se escogerán solo dos, exceptuando aquellas zonas donde ya existen centrales de este tipo, las simulaciones serán realizadas mediante el software DIgSILENT PowerFactory, en donde se integrarán nuevas centrales junto con su respectiva zona de influencia, es importante mencionar que este proyecto no abarca los aspectos de diseño de las centrales, sin embargo, si estudia el impacto al incluir este tipo de tecnología en el sistema, de manera que se toma como base para el estudio un modelo comercial de aerogenerador disponible en el mercado.

Los análisis que se contemplan realizar son:

- Flujos de potencia
- Cortocircuitos
- Estabilidad transitoria

Para los respectivos análisis se incluyen diferentes escenarios relacionados a las condiciones de operación, mismos que serán debidamente detallados.

Como un extra adicional se optará por hacer una estimación de la cantidad de energía que las plantas eólicas propuestas pueden entregar al SNI, de manera que el resultado final esperado es un reporte detallado de las afectaciones sufridas por el sistema, donde se destaquen los valores de voltajes por cada barra, se describan las corrientes de cortocircuitos, se detallen las condiciones de estabilidad del sistema, brindando soluciones factibles a los problemas que puedan surgir durante la implementación de la nueva central de generación y conociendo su aporte energético aproximado.

1.3. Objetivo Principal

- Evaluar el impacto de conectar parques eólicos al Sistema Nacional Interconectado de Ecuador usando el método de evaluación ponderada basada en los resultados obtenidos en el atlas eólico del Ecuador y en los datos proporcionados por los anuarios del INAMHI.

1.4. Objetivos específicos

- Seleccionar las mejores provincias y especificar dos de los mejores sitios dentro de ellas para establecer una central eólica implementando el método de la evaluación ponderada.
- Simular la zona de influencia para cada emplazamiento mediante el software **DIgSILENT PowerFactory**.
- Estudiar eléctricamente los efectos de los emplazamientos eólicos en las zonas de influencia mediante el software previamente mencionado.
- Realizar una proyección sobre la capacidad energética total brindada por las nuevas fuentes contempladas en el proyecto.

MARCO TEÓRICO

1.5. Sistema nacional interconectado del Ecuador

El sistema Nacional Interconectado (SNI) corresponde a todo el sistema eléctrico de Ecuador, incluyendo los puntos de

generación, transmisión y distribución, de manera general el sistema consta de 123 Centrales de generación de diferentes tipos, 610 subestaciones y alrededor de 12596,29 km de líneas de transmisión, entre las cuales se encuentran los sistemas de transmisión a 138 kV, 230 kV y una red de 500 kV [1], [10].

En la figura 1 se resume la potencia nominal de generación instalada en porcentaje y tipo.

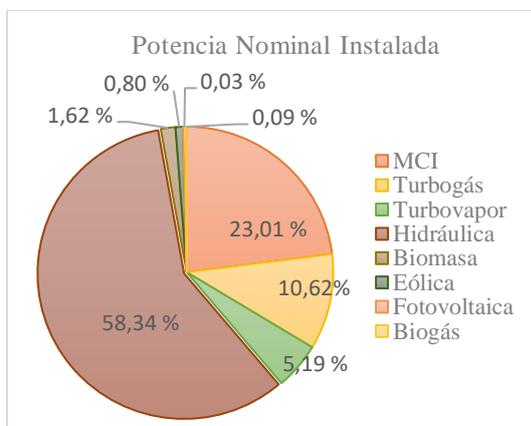


Figura 1 Potencia Nominal Instalada en Ecuador.

Fuente: Autor basado en dato de [1].

1.6. Energía eólica en Ecuador

A raíz del cambio de la matriz energética en el Ecuador, al año 2023 se reporta que el 61,18% de la generación proviene de fuente renovables, de los cuales solo el 0,8% representa la generación

aprovechada por el viento [1], este porcentaje está contenido por los 4 proyectos implementados, dos incluidos al SNI y dos aislados del mismo ubicados en la región insular.

Los dos proyectos que se encuentran conectados al SNI son:

- El parque eólico Villonaco: Cuenta con una potencia nominal de 16,5 MW repartida en 11 generadores GW 70/1500, está ubicada en la provincia y el cantón Loja en la cumbre del cerro del mismo nombre que la central, el emplazamiento se ubica a 2700 m.s.n.m. y registra una velocidad promedio de 12,7 m/s [4].
- El parque eólico Minas de Huascacha: Esta central es una de las más grande del tipo eólico y se ubica en la provincia de Loja en el cantón Saraguro, cuenta con una potencia instalada de 50 MW repartida en 14 aerogeneradores con potencia de 3,57 MW [4].

Los otros dos proyectos construidos están ubicados en la región insular en cada una de las islas del mismo nombre correspondiente, las cuales están

concebidas bajo el plan Cero Emisiones el actual busca reducir las emisiones en las islas, los proyectos son:

- Parque eólico San Cristóbal: Este proyecto está en la isla San Cristóbal sobre el cerro el Tropezón, con una potencia instalada de 2,4 MW. El proyecto busca suplir el 50 % de la demanda eléctrica en las islas [4].
- Parque eólico Baltra: La potencia instalada es de 2,25 MW repartida en 3 aerogeneradores UNISON 750 kW, una particularidad de este proyecto corresponde a la línea de conexión que tienen con la isla Santa Cruz, el sistema se le conoce como el sistema de interconexión Baltra Santa Cruz [4].

El plan maestro de electricidad desarrollado hasta el año 2027 se busca continuar con la segunda fase de los parques eólicos San Cristóbal y Baltra, incrementando 5,6 MW y 6,75 MW respectivamente; de igual manera a nivel continental también se tienen en cuenta la segunda y tercera fase del proyecto eólico Villonaco, el cual de completarse entregaría una potencia de 110 MW al SNI [3].

1.7. Interconexión de centrales eólicas con la red eléctrica

Las fuentes de energía eólica corresponden una excelente opción de generación, ya que ofrecen algunas ventajas interesantes, entre las cuales se puede destacar la reducción de las emisiones, involucrando de esta manera a todos los efectos asociados como la lluvia acida o el calentamiento global, sin embargo, no constituyen una opción perfecta, pues también traen consigo alguno nuevos retos entre los cuales se destaca las repercusiones a la fauna y flora local, el impacto visual, el ruido, alteraciones en las labores de operación del sistema y hasta incluso la interferencia en los medios de comunicación, es por ello la importancia de realizar un análisis previo para conocer estos impactos [11].

1.7.1. Estudios prefactibilidad

La definición de una zona potencial para la implementación de un emplazamiento eólico debe enfocarse en tres aspectos importantes el impacto ambiental, la infraestructura civil junto con sus costos asociados para volver accesible la zona y el potencial real de la zona de interés [7][11].

El impacto ambiental repercute en gran medida la selección de una zona probable, pues condiciona los sitios potenciales, excluyendo como zonas potenciales aquellos sitios considerados como patrimoniales, parques y reservas naturales, zonas que se encuentren dentro de la ruta de aves migratorias, incluyendo además las afectaciones del ruido en la zonas y comunidades aledañas, el impacto visual y la erosión producto de la remoción de tierra durante la construcción [11].

La infraestructura civil constituye otro aspecto a tomar en cuenta para definir si es una buena zona o no, en especial debido a los costos asociados. Las consideraciones implican los puntos probables de interconexión a la red, incluida la existencia de subestaciones cercanas, líneas de transmisión para despachar la energía generada, la existencia de caminos, pues todos estos aspectos implican costos adicionales [11][6].

El tercer punto corresponde a la evaluación del potencial real de la zona, en la literatura se encontró que este proceso se lo realiza mediante la instalación de una torre de medición en la zona a una distancia no mayor a 2 km de la zona, las mediciones que se recolecten deben corresponder a un

período mínimo de 1 año y deben ser corroboradas con la información proveniente de las redes meteorológicas pertenecientes a los ministerios del ambiente de cada país o en su defecto por información proveniente de satélites como es el caso del Atlas Global del viento [6], esta es la razón principal por la cual se utiliza la información de los anuarios del INAMHI como complemento.

Las torres para la evaluación de cada zona deben contar con capacidades para realizar mediciones de velocidad y dirección del viento a 10 m, 40m y 80 m de altura incluyendo además mediciones de temperatura y presión [12].

1.7.2. Efectos de conectar aerogeneradores a la red

La variabilidad del viento es importante en la generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores, por eso se involucran diferentes mecanismos de control para mejorar la captación de energía, reducir las fluctuaciones de voltaje y frecuencia en los generadores, mantener la potencia eléctrica generada y asegurar un buen funcionamiento evitando la actuación en zonas peligrosas que pueden comprometer las máquinas o alterar la operatividad y

estabilidad del sistema [13], frente a los requerimientos de potencia demandados .

A nivel general hay que evitar el funcionamiento en modo isla de los aerogeneradores con una parte del sistema, pues si esta condición de operación es mantenida por un periodo de tiempo, esto conduce a desfases entre las tensiones, causando sobre corrientes que afectan a la red y a los aerogeneradores, especialmente los sistemas de transmisión mecánica que se pueden ver gravemente comprometidos por la liberación de la energía, además que también se menciona la pérdida de respuesta inercial y la reducción en la capacidad para realizar el control primario de frecuencia una cualidad propia de las fuentes renovables como el viento o el sol [14].

Entre los impactos a encontrarse se pueden encontrar de dos tipos, los impactos locales que afectan directamente las zonas cercanas atribuidos a las centrales de generación eólica y los impactos globales que afectan al sistema por completo y que en gran medida están condicionados por el tipo de generador implementado; es decir, generadores de velocidad fija (generadores de inducción) y de velocidad variable [13] [15]

Entre los impactos locales se encuentran las fluctuaciones de voltaje que son propios de la generación eólica [16]; de manera específica la distorsión armónica producida por los sistemas electrónicos de control de potencia en los generadores variables y los flickers producto de la conexión directa al sistema donde las fluctuaciones del viento se transmiten al sistema como fluctuaciones de potencia en los generadores de velocidad fija [15], [17], [18]

Entre los aspectos globales el principal problema son las fluctuaciones de voltaje generadas por la incapacidad que tienen estos generadores para suplir la potencia reactiva [15][16]; la solución parcial a este problema se encuentra la inclusión de capacitores en conexión Shunt para los generadores de velocidad, mientras que en los de velocidad variables los mecanismos de control utilizados son los compensadores SVCs y STATCOMS [19].

Otro aspecto importante es la inestabilidad que puede ser generadas durante las condiciones de fallas debido a las características propias de los generadores eólicos, ya que los generadores de velocidad fija (generadores de inducción) en una condición de falla dificultan la

recuperación de los voltajes una vez despejada la falla ya que comienzan a absorber potencia reactiva; en los generadores de velocidad variable la historia es similar en cuanto al voltaje en condición de falla, pues los mismos tienen sistemas de control electrónicos sensibles que pueden sacar a toda una central eólica de operación por fluctuaciones relativamente pequeñas y en regiones donde la energía eólica es representativa o el sistema sea catalogado como débil puede generar déficits de potencia provocando un blackout [19].

Otro aspecto general es la regulación de la frecuencia [20], lo cual se logra gracias a las superficies de control, sin embargo, no es muy confiable debido a que no se puede asegurar la disponibilidad completa del recurso eólico para suplir los cambios en la demanda en los momentos críticos.

1.8. Atlas eólico

El atlas eólico es una herramienta incentivada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), concebida con el objetivo de identificar todas las zonas que presenten potenciales de generación y realizar una estimación promedio anual del potencial

eléctrico presente en el territorio ecuatoriano [2].

Los resultados mostrados en el documento se encuentran tabulados por provincia y representados mediante mapas satelitales con estimaciones de vientos a diferentes alturas, es imprescindible mencionar que los resultados de las estimaciones se muestran en dos escenarios basados en condiciones específicas, el primero corresponde al potencial bruto donde se consideran los sitios con velocidades de por lo menos 7 m/s y bajo los 3500 m.s.n.m.; el segundo escenario mostrado es el potencial factible a corto plazo donde se le añade una tercera condición, la distancia del sitio hacia las carreteras y redes eléctricas, que deben ser iguales o menores a los 10 km [2] [4].

A las distinciones mencionadas también se detalla que la estimación de los potenciales de cada escenario considera factores de disponibilidad del viento de 0,98 y un rango entre 0,2 y 0,35 en cuanto al factor de planta. Por último, la densidad del aire utilizada es la correspondiente a los 3500 m.s.n.m. [2][4]

De manera general el atlas eólico integra diferentes modelos y bases de datos

procesadas mediante el software MesoMap [2]; a modo de resumen los resultados mostrados están fundamentados en:

- Modelo de simulación atmosférica mediante MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System) dentro de MesoMap [2]
- Modelos micro escalares de viento mediante software WindMap dentro de MesoMap [2]
- Modelo de elevación del terreno realizado por National Geospatial Intelligence Agency (NGA) y la National Aeronautics and Space Administration (NASA) [2]
- Bases de datos globales provenientes de la US National Center for environment predictions (NCEP) y National Center for atmospheric Research (NCAR) [2].

1.9. Ecuaciones para estimación de la capacidad de generación

En el siguiente apartado se muestran las principales ecuaciones consideradas en el proyecto.

1.9.1. Potencia contenida en el viento

La base de la energía eólica se encuentra sustentada en la existencia de energía cinética en el viento [21], esta energía generalmente se la representa con la ecuación:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Donde:

E_c : Energía cinética contenida en una masa que se mueve a cierta velocidad

m : Masa del aire

v : Velocidad el viento

A partir de esta ecuación se puede hablar de un modelo de matemático capaz de cuantificar la potencia que puede ser extraída del viento [21], tal ecuación viene expresada de la siguiente manera:

$$P_{vien} = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2)$$

Donde:

P_{vien} : Potencia del viento

ρ : Densidad del aire de la zona

A : Área de barrido de las palas del rotor que puede ser calculado $A = \pi r^2$

v : Velocidad del aire en el sitio

Como se puede apreciar la ecuación depende de la densidad del aire, y al ser este un valor variable dependiente de cada una de las regiones y de las condiciones climáticas se lo puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

Aire seco:

$$\rho_{aire\ seco} = \frac{P}{R_{especifico} \times T} \quad (3)$$

Donde:

P : Presión del sitio en Pascales (Pa)

$R_{especifico}$: Constante de gas específico para aire seco, suele ser $287,05 \frac{J}{kg \times K}$:

T : Temperatura en grados Kelvin (K)

Aire húmedo:

$$\rho_{aire\ húmedo} = \frac{P}{R_{especifico} \times T} + \frac{P_v}{R_v \times T} \quad (4)$$

Donde:

P : Presión del sitio en Pascales (Pa)

$R_{especifico}$: Constante de gas específico para aire seco, suele ser $287,05 \frac{J}{kg \times K}$:

T : Temperatura en grados Kelvin (K)

P_v : Presión de vapor de agua (Pa)

R_v : Constante de gas específico para el vapor de agua $\frac{J}{kg \times K}$:

1.9.2. Límite de Betz

Al considerar la energía cinética del viento; se tienen dos aspectos; primero, un potencial bruto que corresponde a toda la energía eólica presente y segundo, un potencial eólico aprovechable, el cual según el físico Albert Betz está limitado al 59,3% de toda la energía eólica presente refiriéndose a la capacidad de extracción de todas las turbinas eólicas [6][22]. De manera matemática esta ley se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_a = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (5)$$

Donde:

P_a : Potencia aprovechable que puede ser extraída por el aerogenerador

C_p : Coeficiente de potencia del rotor

ρ : Densidad del aire de la zona

A : Área de barrido de las palas del rotor que puede ser calculado $A = \pi r^2$

v : Velocidad del aire en el sitio

1.9.3. Gradiente eólico

El gradiente eólico permite evaluar cómo se comporta el viento en función de la altura y el relieve del terreno [5], la ecuación involucra los valores de V y V_0 son las velocidades a las alturas conocidas H y H_0 y el coeficiente de rugosidad del terreno B , de manera matemática esta ley se expresa:

$$V = V_0 (H/H_0)^B \quad (6)$$

Es comúnmente utilizada para realizar estimaciones y ajustar la velocidad del viento a diferentes alturas partiendo de valores conocidos, a continuación, se muestra la tabla de rugosidad basada en el atlas eólico europeo.

Tabla 1 Consideraciones para la ponderación.

Características de la zona	Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)
-- Gran lámina de agua	0,0	0,0002
-- Terreno abierto y liso. Grandes asfaltados y praderas segadas	0,5	0,0024
-- Colinas redondeadas y zona de uso agrícola sin separaciones de fincas y con edificaciones dispersas	1,0	0,0300

-- Zonas de uso agrícola con edificaciones y cierres de 8 metros de altura separados 1250 m	1,5	0,0550
-- Zonas de uso agrícola con edificaciones y cierres de 8 metros de altura separados 500 m	2,0	0,1000
-- Zonas de uso agrícola con gran número de edificaciones, arbustos y plantas o cierres de 8 metros de altura separados 250 m	2,5	0,2000
-- Pueblos, ciudades pequeñas, zonas de uso agrícola con edificaciones y cierres altos, bosques y terreno accidentado y muy desigual.	3,0	0,4000
-- Grandes ciudades	3,5	0,8000

-- Grandes metrópolis con rascacielos	4,0	1,6000
---------------------------------------	-----	--------

Nota: Fuente: Autor basado en el Atlas eólico europeo

1.10. Anuario del INAMHI

El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI) corresponde la principal institución referente a temas de Meteorología e Hidrología en el territorio ecuatoriano, de manera que los anuarios emitidos por tal entidad constituyen un resumen detallado de la información recopilada por su red de estaciones meteorológicas [23].

En el anuario se puede encontrar información sobre la red de estaciones meteorológicas, basada en estándares propuestos por la Organización Meteorológica Mundial OMM [23], de manera general en este documento se puede encontrar:

- Ubicación de las estaciones meteorológicas actualizadas al año de publicación.
- Tablas y gráficas correspondiente a estadísticas mensuales

correspondiente a valores de velocidad y dirección del viento, temperatura, heliofanía, humedad y nubosidad

- Mapas del Ecuador con información relevante sobre temperatura media anual y un panorama general de toda la red de estaciones meteorológicas
- Procesos de obtención de datos
- Conceptos técnicos y procesos de medición

De manera específica se menciona que la medición del viento fue realizada a 10 metros de altura y en observaciones diarias a las 7 h, 13 h y 19 horas del día [23].

1.11. Método de evaluación ponderada

La evaluación ponderada es un método que consiste en la determinación de pesos mediante la comparación de las características específicas de un sitio en comparación con todos los sitios de interés en el estudio, de manera que a todos los sitios se les asigna un valor porcentual de participación [24].

Una de las ventajas por las que el método es elegido radica en la capacidad para cualificar el potencial de participación de un sitio basado en variables cualitativas y cuantitativas, este concepto de manera matemática se lo representa mediante la siguiente ecuación [24]:

$$C_i = \frac{W_i}{\sum_{i=1}^n W_i} \quad (7)$$

Donde:

i : Representa el elemento evaluado .

C_i : Corresponde al peso ponderado asignado .

W_i : Representa el aporte de cada elemento analizado.

$\sum_{i=1}^n W_i$: Muestra el aporte total de todos los elementos dentro del análisis.

1.12. Análisis de flujos de potencia

El análisis de flujos de potencia constituye uno de los análisis principales dentro de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), esto en particular debido a la capacidad de determinar los valores de voltajes y ángulos en cada una de las barras en una

condición de carga definida por el usuario, esto contribuye en la planeación, diseño y la selección de las mejores condiciones operativas, permitiendo evaluar la cargabilidad de ciertos elementos, caídas de voltajes así como también definir los valores de potencias despachadas por los generadores para suplir la demanda y las pérdidas propias asociadas.

Este tipo de análisis por lo general involucra a cuatro variables de estado presentes en cada barra, las variables corresponden a los valores de voltaje con su respectivo ángulo, la potencia real y reactiva en cada barra [25][26].

El cálculo consiste en un proceso iterativo y su formulación depende de la matriz de admitancia propias o mutuas correspondientes a la Ybarra o la matriz de impedancias de puntos de operación y transferencia [27][26], dentro de la matriz de admitancias los valores están representados de la siguiente manera:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \times \cos \theta_{ij} + j|Y_{ij}| \times \text{sen } \theta_{ij} \quad (8)$$

Es importante mencionar que cada ecuación corresponde a un grupo de

ecuaciones representativas de cada barra donde las corrientes basadas en la ley de corrientes de Kirchoff están representadas como la sumatoria de todas las corrientes que entran y salen de cada barra, matemáticamente queda representada:

$$I_i = \sum_{j=1}^N Y_{ij} \times V_j \quad (9)$$

Los voltajes para el cálculo se representan de la siguiente manera

$$V_i = |V_i| \angle \phi_i = |V_i| \times (\cos \phi_i + j \text{sen } \phi_i) \quad (10)$$

La potencia compleja en cada barra puede ser calculada multiplicando el voltaje de la barra por el complejo conjugado de la corriente, tal expresión en términos de P y Q puede representarse.

$$P_i + jQ_i = V_i \left(\sum_{j=1}^N Y_{ij} \times V_j \right)^* \quad (11)$$

Al expandir la ecuación anterior y separar la partes reales e imaginarias se obtiene las fórmulas individuales para el cálculo de las potencias de cada barra, los resultados obtenidos con estas ecuaciones también

son conocidas como las potencias calculadas:

$$P_i = \sum_{j=1}^N |Y_{ij} \times V_j \times V_i| \cos(\theta_{ij} + \phi_j - \phi_i) \quad (12)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^N |Y_{ij} \times V_j \times V_i| \times \sin(\theta_{ij} + \phi_j - \phi_i) \quad (13)$$

Los errores de P y Q pueden ser calculados de la siguiente manera:

$$\Delta P_i = P_{i \text{ esp}} - P_{i \text{ calc}} \quad (14)$$

El valor de $P_{i \text{ esp}}$ en la ecuación 7 corresponde a la diferencia de potencia entre la potencia generada y la potencia demandada en cada barra expresada de la siguiente manera:

$$P_{i \text{ esp}} = P_{i \text{ generada}} - P_{i \text{ demandada}} \quad (15)$$

1.12.1. Barras de voltaje controlado (PV)

En este tipo de barras el módulo del voltaje y la potencia real suelen ser valores conocidos mientras que el ángulo y la potencia reactiva son valores desconocidos

[26], por lo general suelen ser barras donde se encuentran conectados generadores, aunque también existen barras sin generación donde la $P=0$; de manera general el control ejercido sobre el voltaje se lo realiza mediante el control de la excitación del rotor del generador, mientras que la potencia real se la modifica a través del control del fluido que proporciona la potencia mecánica:

En cuanto a los valores del ángulo del voltaje y el valor de Q no se pueden determinar hasta después de concluido el cálculo de flujos, esto a causa de que se desconoce la cantidad de Q requerida por el sistema para mantener el voltaje en el nivel especificado [26].

1.12.2. Barras de compensación (Slack)

Suele ser también llamada barra de referencia, esto debido a que el valor del ángulo suele constituir como una referencia para los demás ángulos, las variables de estado conocidas en esta barra son el voltaje y su respectivo ángulo por lo general suele ser $1 \angle 0^\circ$ [26].

Esta barra suele ser fundamental ya que permite suplir los requerimientos adicionales de potencia activa y reactiva,

de ahí la importancia de que esta barra se encuentre conectada a un generador, la razón por la que ocurre esto se debe a que las corrientes necesarias para determinar las pérdidas en las líneas y transformadores solo se puede obtener una vez finalizado el flujo de potencias.

Estas relaciones de P y Q se las representa en las siguientes ecuaciones:

$$P_L = \sum_{i=1}^N P_{generadatotal} - \sum_{i=1}^N P_{Cargas\ total} \quad (16)$$

$$\sum_{i=1}^N Q_i = \sum_{i=1}^N Q_{generadatotal} - \sum_{i=1}^N Q_{Cargas\ total} \quad (17)$$

1.12.3. Barras de cargas (PQ)

Estas son las barras de carga donde el único dato conocido es la potencia compleja S requerida por la carga acompañada de un factor de potencia por lo general superior a 0,85, esto significa que se conoce los valores de P y Q; estos datos por lo general suelen ser productos de estudios de previos, mediciones de la demanda o incluso estimaciones de crecimiento de la demanda futura; las variables de estados

desconocidas o las incógnitas son el módulo y el ángulo del voltaje [26].

1.12.4. Métodos de resolución

Los métodos de resolución comúnmente utilizados suelen ser iterativos de manera que terminan una vez que las variaciones entre cada iteración lleguen a converger o el error llegue a los valores especificados, el métodos que se utiliza en este documento corresponde al “Método de Newton Raphson” [26] [28].

1.13. Análisis de Cortocircuitos

Los cortocircuitos también conocidos como fallas en los SEP constituyen cualquier evento que provoque un cambio en el flujo de corriente [29]. Entre los principales causantes de este tipo de complicaciones se encuentran las descargas atmosféricas, flameo de aisladores, fallos en las estructuras de soporte, el incremento de la demanda, etc. [30].

Estos eventos pueden ser transitorios o permanentes dependiendo del tipo de evento ocurrido, de igual manera existen dos tipos de fallas las balanceadas (involucra a todas las fases ejemplo la falla

trifásica) y las desbalanceada (una o dos fases se ven involucradas), del segundo tipo se clasifican en falla monofásica y bifásica (pura o bifásica tierra) [29].

1.13.1. Fallas Simétricas

También conocidas como fallas trifásicas por lo general suelen ser cortocircuitos donde las tres líneas de transmisión se ven afectadas, los métodos de cálculo para obtener las corrientes de fallas varían dependiendo del tipo de sistema (radial o mixto). Es imprescindible mencionar que en estos análisis se descarta los valores de resistencia, capacitancia de carga y los transformadores que incluyen derivaciones por considerarlos de bajo impacto, de manera que el sistema final consiste en un modelo donde se interconectan reactancias inductivas [31].

Entre los métodos utilizados para los cálculos de este tipo de fallas en los sistemas radiales se puede mencionar tiene el método de voltajes internos, los equivalentes Thévenin mientras que para los sistemas mallados se encuentran estas corrientes mediante el empleo de la matriz Z barra, que vienen a ser el inverso de la matriz Ybarra [32][31].

Para el cálculo de la corriente de falla se lo realizar mediante los flujos de corriente en el punto de falla definido como k y donde ese utiliza además la impedancia de la línea por la que está fluyendo la corriente Z_b [31].

Ecuación para el flujo de corriente en la línea que va desde i hasta j

$$I_{ij} = \frac{V_f}{Z_b} \times \left(\frac{Z_{jk} - Z_{ik}}{Z_{kk}} \right) \quad (18)$$

Ecuaciones para determinar el voltaje en cada barra a partir de la Z Barra

$$V_j = V_f - Z_{jk} \times I_f = V_f \times \left(1 - \frac{Z_{jk}}{Z_{kk}} \right) \quad (19)$$

1.13.2. Fallas asimétricas

Este tipo de fallas también se las conoce como desbalanceadas; a continuación, se encuentran los principales conceptos considerados.

1.13.3. Componentes simétricas

El método de las componentes simétricas fue ideado por James Fortescue, donde se postula que un grupo de fasores desbalanceados puede ser representado

como la suma de fasores balanceados de diferentes secuencias [33], las secuencias se clasifican en positiva, negativa y cero; se denotan mediante el super índice 1, 2 y 0 respectivamente.

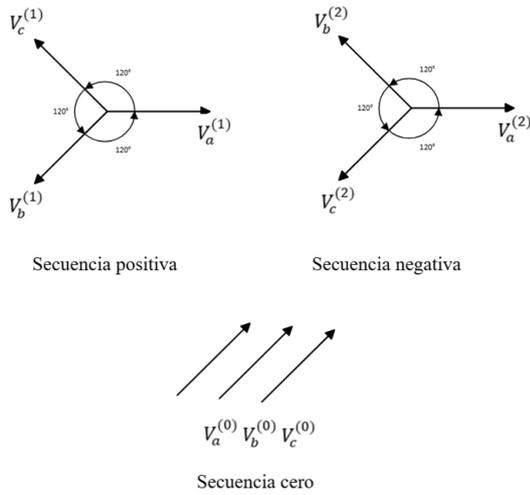


Figura 2 Componentes simétricas

Fuente: Autor basado en [33] .

La representación matemática de los fasores desbalanceado mediante fasores balanceados se muestra a continuación:

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)} \quad (20)$$

$$V_b = V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)} \quad (21)$$

$$V_c = V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)} \quad (22)$$

Estas ecuaciones se las puede representar para una sola fase, de manera que atendiendo a los desplazamientos entre los fasores de cada secuencia aparecen dos valores a y a^2 , con valores de $1 \angle 120^\circ$ y $1 \angle -120^\circ$ respectivamente [33]; esto de manera matricial queda representado:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = A \times \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A^{-1} \times \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (24)$$

De esta manera se puede transformar de valores reales a componentes simétricas y viceversa, en términos de corriente las relaciones aplican de manera similar.

Las impedancias asociadas a cada fase vienen representadas de la siguiente manera:

$$V_a^{(0)} = (Zy + 3Zn) \times I_a^{(0)} \quad (25)$$

$$V_a^{(1)} = Zy \times I_a^{(1)} \quad (26)$$

$$V_a^{(2)} = Zy \times I_a^{(2)} \quad (27)$$

Donde:

Z_y : corresponde a la impedancia estrella correspondiente a la secuencia

Z_n : es la impedancia conectada en el punto neutro de la conexión

1.13.4. Equivalentes Thévenin de las redes de secuencia

Para facilitar el análisis de los cortocircuitos, cualquier punto del sistema puede ser simplificado y representado mediante su equivalente Thévenin entre el punto de falla y el punto de referencia [34]; es importante recordar la inexistencia de corrientes de secuencia negativa y cero antes de la falla, de manera que en estas dos redes no hace falta representar las fuentes de voltaje.

Cada equivalente cuenta con los elementos respectivos de su propia red de secuencias.

En la Figura a continuación se muestran los equivalentes Thévenin por cada red.

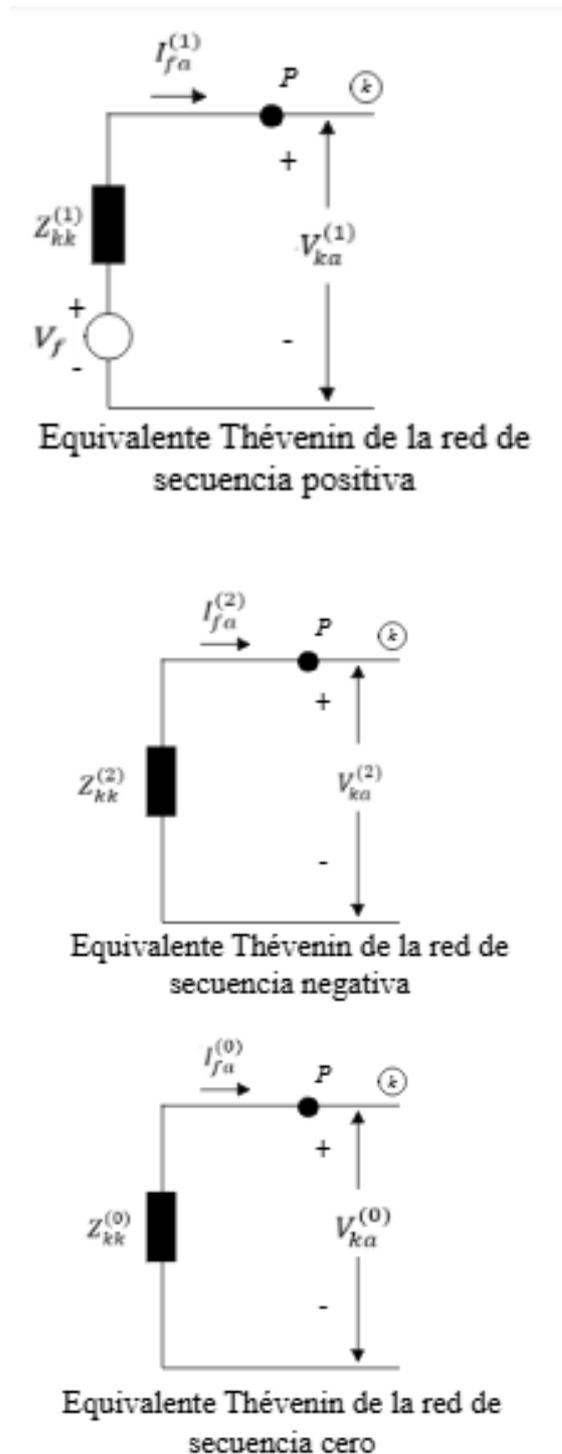


Figura 3 Equivalente Thévenin por secuencias.

Fuente: Autor basado en [34].

De la figura se puede fácilmente deducir ecuaciones asociadas con cada equivalente Thévenin expresadas en las diferentes redes de secuencias.

Red de secuencias positiva

$$V_{ka}^{(1)} = V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \quad (28)$$

Red de secuencias negativa

$$V_{ka}^{(2)} = -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \quad (29)$$

Red de secuencia cero

$$V_{ka}^{(0)} = -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \quad (30)$$

1.13.5. Falla monofásica

Este tipo de fallas es una de las más comunes e involucra a una fase del sistema, al contactar con las estructuras aterrizadas ya sea por fallas en los aisladores de las torres de transmisión, descargas atmosféricas y más eventos probables; el convenio general representa esta falla según la fase A, por eso, en este caso

particular las corrientes de fallas de las fases B y C son cero [31].

Para el cálculo se utiliza los equivalentes Thévenin de cada red conectados en serie de manera donde el valor de V_f corresponde al voltaje pre falla y Z_f corresponde a la impedancia que conecta la fase con el punto de referencia[31]; la expresión que permite obtener la corriente en componentes simétricas se muestra a continuación:

$$I_{fa}^{(0)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + Z_f} \quad (31)$$

Es común observar que los valores de corrientes de secuencia positiva, negativa y cero son iguales de manera que la corriente real a partir de las componentes simétricas se obtiene:

$$I_{fa} = 3I_{fa}^{(0)} \quad (32)$$

Para todos los casos de fallas los voltajes se calculan a partir de las ecuaciones 25, 26 y 27 y los valores de corrientes reales que fluyen por cada fase se transforma de componente simétricas a valores reales tal como se muestra en la ecuación 20.

1.13.6. Fallas Bifásica pura

Por convenio esta falla se representa entre las fases B y C de modo que la corriente de falla en A es inexistente. En la literatura también se le conoce como falla línea – línea y su diagrama equivalente consiste en la conexión paralelo entre los equivalentes Thévenin de secuencia positiva y negativa [29].

En esta falla la corriente de falla de la fase C suele ser la misma que la corriente de falla que circula por B, pero con sentido contrario, este concepto de manera matemática aparece:

$$I_{fB} = -I_{fC} \quad (33)$$

Para el cálculo de la corriente de falla en componentes simétricas las ecuaciones son:

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad (34)$$

1.13.7. Falla bifásica tierra

Esta falla se la representa entre las fases B y C y tal como ocurre en la falla bifásica pura la corriente de A resulta ser

inexistente, en la literatura también se la conoce como fallas doble línea a tierra [29].

Entre las características de esta falla se tienen que los voltajes en el punto de falla tanto para B y C son iguales y la corriente de fallas es la resultante entre la suma de la corriente proveniente de B y C [31], las ecuaciones de estos conceptos se definen:

$$I_f = I_{fB} + I_{fC} = 3I_{fA}^{(0)} \quad (35)$$

$$V_{kB} = V_{kC} = Z_f I_f + V_b^{(2)} = 3Z_f I_{fA}^{(0)} \quad (36)$$

Para el análisis se requiere conectar los tres diagramas de secuencia tal como se muestra a continuación:

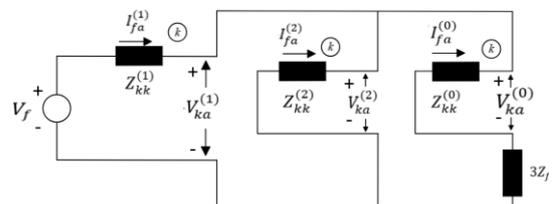


Figura 4 Diagrama equivalentes Thévenin

Fuente: Autor.

El cálculo de las corrientes de fallas en componentes simétricas se las realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$If_A^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + \frac{Z_{kk}^{(2)} \times (Z_{kk}^{(0)} \times 3Z_f)}{Z_{kk}^{(2)} + (Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)}} \quad (37)$$

$$If_A^{(2)} = -If_A^{(1)} \times \frac{Z_{kk}^{(0)} \times 3Z_f}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} \times 3Z_f} \quad (38)$$

$$If_A^{(0)} = -If_A^{(1)} \times \frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} \times 3Z_f} \quad (39)$$

1.14. Análisis de Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria en diferentes fuentes se define como la capacidad que tiene el sistema para mantener el sincronismo de las diferentes unidades generadoras frente a eventos de fallas [35].

Entre los eventos que pueden llevar a las máquinas a salir del sincronismo se encuentran las entradas o salidas de carga bruscas, las desconexiones de los elementos del SEP productos de la activación de los sistemas de protecciones frente a falla o maniobras de los operadores, y la integración de energía

renovable que solo aporte potencia activa al sistema.

La importancia de este tipo de análisis radica en la capacidad para determinar los puntos máximos de operación, definiendo los límites de estabilidad y tiempo de actuación siendo complementarios para otros estudios, un ejemplo la coordinación de protecciones. Por cuestiones de seguridad y confiabilidad de los SEP, estos análisis deben realizarse considerando las fallas de mayor afectación en el sistema [35].

1.14.1. Ecuación de oscilación

Una de las ecuaciones más importantes que se pueden encontrar en la estabilidad corresponde a la ecuación de oscilación de los generadores, la cual establece las bases fundamentales para comprender las relaciones existentes entre la potencia eléctrica (P_e) y mecánica (P_s) que van a condicionar la velocidad de giro de los generadores acelerándola o desacelerándola en función de los eventos en el SEP [36], la ecuación se muestra a continuación.

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_s - P_e \quad (40)$$

Donde M corresponde a la constante de inercia que puede ser calculada en función de la constante de inercia H y la frecuencia mediante:

$$M = \frac{H}{\pi f} = \frac{H}{180f} \quad (41)$$

La ecuación 38 muestra la ecuación equivalente para el cálculo en radianes y grados eléctricos respectivamente.

La ecuación 37 también puede ser complementada al incluir la ecuación de transferencia máxima de potencia que involucra el voltaje interno del generador (E_g), el voltaje que llega a la carga (E_m), la reactancia de transferencia (X) y el ángulo de fase (δ) que corresponde a la diferencia entre ($\theta_g - \theta_m$) de la siguiente manera .

$$P_e = P_{m\acute{a}x} \times \text{sen}(\delta) = \frac{|E_g| \times |E_m|}{|X|} \times \text{sen}(\delta) \quad (42)$$

1.15. Software **DIgSILENT Power Factory**

Este es un software creado por la empresa “DIgSilent GmbH”, ampliamente utilizado en el sector eléctrico utilizado para el análisis del SEP enfocado en las áreas de generación, transmisión, distribución, procesos de plantas industriales, energías renovables y generación distribuida [37].

Destaca por sus herramientas de modelado, su interfaz intuitiva y su capacidad para representar los sistemas eléctricos de potencia, posibilitando la investigación, planificación y evaluación de los sistemas nuevos y actuales.

Entre las funcionalidades de mayor importancia para la evaluación del sistema que van a ser requeridas en este proyecto se encuentran la capacidad para ejecutar análisis de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria y la capacidad para incorporar fuentes de generación renovables.

MARCO METODOLÓGICO

En esta sección se muestran la generalidades del procedimiento seguido bajo la metodología en cascada con la cual

se realiza cada una de las fases del proyecto, los detalles específicos y resultados de cada fase se los encuentra en la sección 4 del documento titulada (Análisis de resultados)

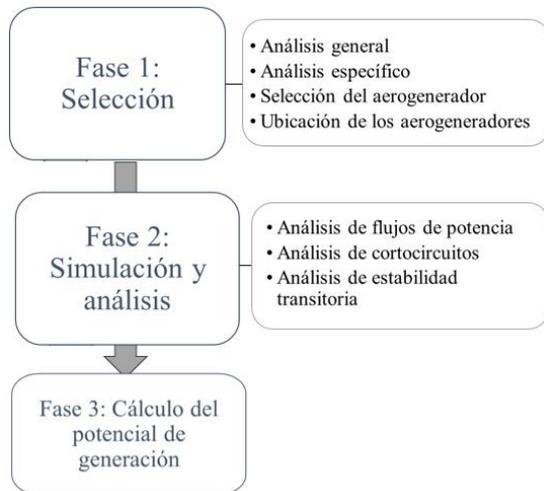


Figura 5 Metodología utilizada

Fuente: Autor

1.16. Fase 1: Selección

Esta fase involucra dos análisis relacionados, el primero es un análisis general basado en los resultados del atlas eólico respecto a la cantidad de áreas disponibles y el segundo corresponde a un análisis específico basado en aspectos cualitativos de cada zona que depende completamente de la información entregada por los anuarios del INAMHI, como resultado de esta fase se obtienen las mejores zonas potenciales donde se puede

instalar los dos proyectos de generación eólica.

1.16.1. Análisis general

Este análisis se basa en la información del atlas eólico específicamente en la tabla de potencial factible a corto plazo donde se seleccionan las provincias con mayor potencial de generación, basándose en la disponibilidad de áreas por cada provincia donde la velocidad del vientos es mayor o igual a los 7 m/s.

El objetivo de este análisis es obtener el porcentaje de participación de cada provincia que será entendido como el peso ponderado de la misma, el cual se obtiene al relacionar el área disponible por provincia con el total de áreas disponibles en el Ecuador, de manera matemática este concepto corresponde a la ecuación 7 de la sección marco teórico.

De manera práctica, se muestra el ejemplo del cálculo del peso ponderado en la provincia de Carchi e Imbabura.

El atlas eólico en la tabla de potencial factible a corto plazo muestra que el Ecuador cuenta con 294,74 km² de áreas disponibles en donde la velocidad del

viento supera los 7 m/s; de ese valor se detalla que Carchi posee 4,60 km² e Imbabura posee 3,68 km² de áreas donde la velocidad del viento cumple la condición deseada; de manera que al aplicar la ecuación 7 el peso ponderado para cada provincia queda calculado de la siguiente manera:

$$P_{ponderado_{carchi}} = \frac{4,60 \text{ km}^2}{294,74 \text{ km}^2} = 0,0156 \quad (43)$$

$$P_{ponderado_{imbabura}} = \frac{3,68 \text{ km}^2}{294,74 \text{ km}^2} = 0,0125 \quad (44)$$

De igual manera se lo realiza para las demás provincias y resulta imprescindible mencionar que estos datos resultarán complementarios al análisis específico realizado más adelante, y esto se debe a que el atlas solo está limitado a la región interandina.

1.16.2. Análisis específico

Este segundo análisis se lo realiza con la información proveniente de los anuarios del INAMHI, e involucra un modelo de optimización para definir las mejores locaciones posibles para los emplazamientos, considerando todas las provincias de Ecuador; resulta

imprescindible mencionar que los datos comprenden un periodo de 5 años desde el año 2009 al año 2013, y que el análisis tiene algunas implicaciones importantes debido al alcance de los propios anuarios, las mismas se mencionan a continuación:

1. Se descartan todas las zonas donde los anuarios no proveen información.
2. La velocidad de los anuarios está dada a 10 m de altura, de manera que se realiza una estimación mediante la ecuación 6 para obtener estimaciones a 80 m y 115 m (alturas probables a las que se colocarán los bujes de los generadores) a partir de los datos a 10 m.
3. La ponderación solo se realiza a las zonas con velocidad superiores o iguales a 7 m/s.
4. Las zonas potenciales serán las zonas más cercanas al sitio en donde se realizó la medición (Ubicación de las estaciones meteorológicas).

5. La resolución del modelo de optimización se realiza mediante el software LPSolve IDE.

Los criterios para la evaluación en orden de prioridad del más al menos relevante se muestran en la tabla 2 junto con su valor de ponderación respectivo:

Tabla 2 Consideraciones para la ponderación

No.	Factores para considerar en la selección	Ponderación n	
		Si	No
1	Velocidad del viento superior a 7 m/s.	4	0
2	Existencia de una central eólica en la zona potencial	0	4
3	El área se encuentra dentro de una zona protegida	0	4
4	El área constituye una zona poblada (Zonas con alta densidad de población)	0	4
5	El área constituye una zona de agua (Rango de 2,5 km)	0	2
6	Existencia de un punto de interconexión al sistema nacional de transmisión (SNT) considerando una distancia no mayor a los 10 km	1	0

	Puntos de accesibilidad a la zona (Carreteras cercanas a rango de 10 km)	1	0
--	--	---	---

Nota: Fuente: Autor.

El proceso para calcular los pesos ponderados es similar al realizado en el análisis anterior con una diferencia, pues en este análisis se evalúa cada zona donde se ubican las estaciones meteorológicas entregadas por los anuarios en base a los requerimientos de la tabla 2; el máximo valor que una zona puede alcanzar es 20, de manera que este valor corresponde al denominador de la ecuación 7, mientras que el numerador corresponde a la ponderación real que la zona recibe en función del número de requerimientos que alcanza, este concepto queda representado mediante la ecuación 45.

$$C_i = \frac{\text{Ponderación zona } (i)}{\text{Ponderación máxima alcanzada}} \quad (45)$$

El modelo de optimización planteado para la selección de las zonas potenciales queda especificado como un caso de maximización basado en los pesos ponderados resultantes del proceso de

evaluación de cada zona potencial según lo especificado.

El modelo utilizado matemáticamente para esta selección se expresa:

Función objetivo:

$$\text{Maximizar } \sum_{i=1}^N C_i Z_i \quad (45)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^N Z_i = A \quad (46)$$

$$Z \rightarrow \{0; 1\}; A \rightarrow \{\mathbb{N}\} \quad (47)$$

Donde:

C_i : Corresponde al peso ponderado asignado ecuación 45.

Z_i : Sitio o zona potencial evaluada correspondiente a las zonas donde se ubican las estaciones meteorológicas

A : Corresponde la cantidad de zonas que se buscan obtener.

N : Número de zonas potenciales consideradas.

El modelo de optimización es resuelto mediante el software LPSolve IDE, en

donde se utilizan identificadores “Z..” para cada sitio considerado (los valores de Z solo consisten etiquetas para facilitar el procesamiento de la zonas), de manera que se puede obtener las 5 mejores zonas.

Una vez concluidos los dos análisis se opta por escoger las 2 zonas donde convergen los resultados tanto del análisis general como del análisis específico.

1.16.3. Pseudocódigo del proceso de selección

A continuación, se presenta el pseudocódigo que detalla el proceso para la selección de las zonas potenciales en base a la metodología tipo cascada propuesta en el documento.

```
// Inicio: Algoritmo de selección de las zonas potenciales
// Objetivo: encontrar 2 zonas potenciales para ubicar emplazamientos eólicos
# Etapa 1: Análisis general
  Entrada: Tabla del atlas eólico "Potencial Factible a Corto Plazo"
  Velocidad del viento > 7 m/s
  Área km²
  Área total donde el viento es mayor a 7 m/s
  Calcular los pesos ponderados de cada provincia.
  Salida: Pesos ponderados de cada provincia considerada en el Atlas eólico
# Etapa 2: Análisis específico
  Entrada: Datos de los anuarios del INAMHI
  Velocidad del viento > 7 m/s
  Ubicación de la estación meteorológica provenientes de los anuarios
  Descartar todas las zonas donde no existen datos
  Estimar las velocidades a 80 m y 115 m de altura
  Evaluar cada zona en función de los parámetros mostrados en la tabla 2
  Calcular del peso ponderado de cada zona
  Ingresar los pesos ponderados calculados al modelo de optimización
  Salida: 5 Zonas Potenciales
# Convergencia
  Unir resultados de las etapa 1 y 2
  Retornar las 2 zonas que cumplen las condiciones de la etapa 1 y 2
# Resultado final
  Mostrar resultado Final (2 Zonas Potenciales)
// Fin
```

Figura 6 Pseudocódigo
Fuente: Autor.

1.16.4. Selección del aerogenerador

En este apartado se define el criterio considerado para el tipo de aerogenerador a utilizarse en los emplazamientos, el primer paso es definir los parámetros de velocidad y turbulencia de cada zona seleccionada en base a la clasificación entregada por la norma IEC 61400, en donde es necesario especificar:

- Velocidad del viento de referencia medida de un solo año (velocidad máxima que se espera en el sitio).
- Velocidad del viento medio anual.
- Velocidad de ráfaga con retorno a 50 años, la cual es equivalente a 1,4 veces la velocidad de referencia.
- Velocidad de ráfaga con retorno a 1 año, siendo equivalente a 1,05 veces la velocidad de referencia.
- Turbulencia en la zona .

Con estos valores se procede a definir el tipo de viento esperado para cada emplazamiento con la finalidad de seleccionar el aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones de cada sitio.

Como último punto también se muestran las curvas de generación para cada uno de los generadores seleccionados.

1.16.5. Ubicación de los aerogeneradores

Una vez atendidas la condiciones de viento de cada zona y definido el aerogenerador se procede a los aspectos de diseño referentes al número de aerogeneradores, para esto se toma en cuenta algunos aspectos claves como:

- Dirección del viento predominante en cada zona.
- Área disponible (En este proyecto se priorizará las zonas altas como las cumbres de montañas, ya que se busca aprovechar el efecto colina)
- Efecto de las estelas de los aerogeneradores.

Es importante mencionar que el efecto de las estelas de los aerogeneradores es un aspecto fuera del alcance del proyecto, sin embargo, resulta importante considerarlo de manera que para cumplir con el requisito mínimo necesario se optará por utilizar el estándar definido en la literatura en donde se define que para evitar las estelas de los aerogeneradores y evitar pérdidas como mínimo la distancia entre máquinas debe ser 7 diámetros en la dirección que sopla el viento y 5 en la dirección perpendicular.

1.17. Fase 2: Simulación y análisis

Esta fase es posible una vez que se haya concluido con la fase 1 y se haya definido los 2 emplazamientos mismos que reciben el nombre genérico Proyecto 1 y Proyecto 2.

Los análisis se realizan para el año 2025, considerado como el año de entrada en operación; en este caso no se considera un año horizonte.

1.17.1. Análisis de flujos de potencia

Los análisis de flujos de potencia se realizan considerando la producción máxima y mínima de cada uno de los proyectos, en donde se evaluarán las respuestas en condiciones de demanda máxima y mínima considerando los dos períodos predominantes en Ecuador Período seco (junio hasta diciembre) y lluvioso (enero hasta mayo).

El análisis se divide en dos secciones, la primera corresponde a un estudio del estado normal al que se encontrará el sistema para el año especificado, es decir, sin la integración de las centrales de generación.

Y la segunda sección corresponde al estudio con los proyectos integrados con el objetivo de determinar los impactos de su inclusión en las principales variables eléctricas como voltajes de cada barra y la cargabilidad de los elementos de la red.

Los datos específicos de los elementos necesarios para las simulaciones y las zonas de influencia de cada proyecto se encuentran en la sección de los resultados, debido a que en esta sección solo se enfoca en explicar los aspectos generales de la metodología en cascada propuesta.

Para los despachos de las nuevas centrales se considerarán los valores de las curvas de generación y las estimaciones de velocidad a 80 m basadas en los datos entregados por los anuarios del INHAMI.

Los despachos máximos y mínimos de cada proyecto serán considerados en función de la curva de despacho del aerogenerador definido en la primera fase.

La demanda máxima esperada para el año 2025 utilizada para el análisis se muestra en la tabla a continuación:

Tabla 3 Demandas utilizadas

Año	Demanda	P(MW)	Q(MW)
2025	Máxima	5369,07	1071,16
	Mínima	3987,45	768,131

Nota: Fuente: Autor basado en [3].

1.17.2. Análisis de cortocircuitos

Este análisis se lo realiza en dos etapas, la primera sin incluir los proyectos mencionados y la segunda incluyendo los proyectos, esto con la finalidad de identificar si existen variaciones significativas y encontrar los niveles máximos de cortocircuito para cada barra dentro de la zona de influencia.

Los tipos de cortocircuitos que se analizan corresponde a los establecidos en la Norma IEC 60909, esto incluye los cortocircuitos trifásicos, bifásicos, bifásico tierra y monofásico.

Para este análisis se toman en cuenta algunas consideraciones:

- Todos los cálculos se basan en la normativa IEC 60909, de manera que no se consideran los niveles de despacho de potencia de los generadores de las zonas

estudiadas, donde el único elemento de interés corresponde al número de generadores encendidos durante los eventos de cortocircuito incluidos en el trabajo.

- El análisis será realizado en la peor condición de operación posible, la cual comprende la operación en condiciones de generación máxima, demanda alta en período lluviosos
- Se consideran todas las unidades generadoras, líneas y transformadores existentes dentro de las zonas de influencia estipuladas

Entre las principales variables consideradas en este análisis se incluyen:

- Potencia de cortocircuito correspondiente a la fase analizada (S_k'')
- Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_{kss})
- Corriente de cortocircuito máxima instantánea (I_p)

1.17.3. Análisis de estabilidad transitoria

Para comprender los efectos de los nuevos emplazamientos a la red se realiza un análisis comparativo de estabilidad, en dos escenarios similar al análisis de cortocircuitos, el primero analizando la respuesta del sistema actual (sin incluir las nuevas centrales) ante el incremento de la demanda y el segundo analizando la respuesta del sistema nuevo incluidos los dos proyectos de generación previamente especificados en la fase 1.

Los objetos de estudio para el análisis corresponden a la primera unidad de las centrales hidroeléctricas Daule - Peripa, Mazar, Paute, Sopladora, Coca Codo Sinclair, Delsintanisagua, Manduriacu, Normandía, San Bartolo y San Francisco. En cada unidad generadora la variable a considerar corresponde al ángulo interno del rotor del generador.

Para conseguir los resultados, las simulaciones se realizan de manera independiente en las líneas “Santa Rosa - Totoras” de 230 kV y la línea “Cuenca - Molino” de 138 kV, de manera que la respuesta del sistema solo se presenta para cada evento por separado

De manera general se consideran los siguientes aspectos:

1. Existen dos eventos a considerarse en la simulación: Un cortocircuito trifásico al 50 % de las líneas efectuado a los 0 segundos y un evento de desconexión de las líneas afectadas a 400 ms para el caso de la línea “Santa Rosa - Totoras” y 350 ms para la línea “Cuenca - Molino”
2. La simulación se realiza en el escenario más crítico de operación del sistema (Operación bajo condiciones de generación máxima en época lluviosa).

1.18. Fase 3: Cálculo del potencial de generación

Para realizar la estimación de la potencia generada, se consideran el mismo aerogenerador comercial utilizado para el análisis de flujos de potencia junto con las ecuaciones de extracción de potencia de los aerogeneradores; es importante mencionar que en este documento solo analiza la producción en condiciones de velocidad máxima y mínima en los períodos lluvioso y seco en base a los datos de velocidades entregados por los anuarios del INAMHI,

y se excluye por completo el uso de distribuciones de probabilidad.

Para lograr esto, el primer paso es adecuar todos los datos necesario para utilizar la ecuación 5, siendo uno de los datos principales la densidad del aire para cada zona específica, este dato se lo calcula gracias a las ecuaciones 3 y 4 del marco teórico y los datos de presión y temperatura provisto por los anuarios.

La velocidad a ser utilizada para los cálculos de la potencia máxima y mínima va a proceder de los anuarios, y al igual como ocurre en la fase 1 es necesario hacer una estimación con la ecuación 6 para obtener la nuevas alturas a 115 m.

La ecuación 5 permite calcular la potencia eléctrica extraída, pero solo lo hace de una unidad generadora, de manera que para conocer toda la potencia extraída basta considerar el número de aerogeneradores de cada emplazamiento; Los datos necesarios y algunos ejemplo de cálculo se ubican en la sección de resultados, puesto que en esta sección solo se realiza una explicación general del proceso seguido en la metodología propuesta.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

1.19. Fase 1: Selección

Tras seguir los lineamientos planteados en la sección metodología, se logró obtener los siguientes resultados.

1.19.1. Resultados Análisis general

Al realizar el análisis planteado en el marco metodológico se obtuvo los pesos de cada provincia, los resultados se muestran en la tabla 2 ordenados de mayor a menor e indican el porcentaje de área disponible por provincia para la generación:

Tabla 4 Resultados del análisis general

Provincia	Peso ponderado
Loja	0,5886
Pichincha	0,1385
Azuay	0,1151
Cañar	0,0813
Chimborazo	0,0403
Carchi	0,0156
Imbabura	0,0125
Bolívar	0,0082

Nota: Fuente: Autor.

Tal como se mencionó en el marco metodológico estos datos serán

referenciales y servirán como complemento para los resultados del modelo de optimización durante el análisis específico.

1.19.2. Resultado Análisis específico

Al evaluar cada zona e introducir los datos al modelo de optimización se pudo lograr obtener 5 zonas probables, mismas que se detallan en la tabla 5 a continuación:

Tabla 5 Zonas potenciales para el emplazamiento

Código	Provincia	Latitud	Longitud	Resultado ponderado spectos tabla 1	Identificador	Altitud m.s.n.m
M0176	Guayas	2,662222222	79,58972222	1,000	Z68	120
M1172	Azuay	3,409444444	79,16416667	1,000	Z306	2100
M1248	Esmeraldas	0,834722222	78,48166667	0,950	Z339	1200
M1249	Esmeraldas	1,305833333	78,73166667	0,950	Z340	100
M1250	Imbabura	3,600833333	78,13083333	0,950	Z341	1800

Nota: Fuente: Autor.

1.19.3. Resultado global de la fase 1

Al observar los resultados de los análisis general y específico excluyendo aquellas zonas conflictivas, fácilmente se puede deducir que las mejores zonas con condiciones favorables y que presentan áreas disponibles se ubican en las provincias Azuay e Imbabura, esto debido a que son zonas que aparecen tanto en el

análisis general y específico, indicando la existencia de áreas probables dentro de las provincias con buenas condiciones, haciendo referencia a los aspectos de la tabla 2. para la instalación de parques eólicos.

En la figura 1 se muestra el mapa de Ecuador en donde se encuentran marcadas las 2 zonas elegidas en función de sus coordenadas mostradas en la tabla 5.



Figura 7 Zonas elegidas

Fuente: Autor.

En la tabla 6 se resumen las velocidades promedio de las zonas seleccionadas:

Tabla 6 Velocidades de viento estimadas

Código	Provincia	V	V	V
		10 m	80 m	115 m
M1172	Azuay	13,90	14,83	15,00
M1250	Imbabura	8,00	14,86	16,57

Nota: Fuente: Autor.

1.19.4. Selección del aerogenerador para cada zona

Tal como se especifica en la sección del marco metodológico se requieren especificar algunos aspectos importantes

Zona 1: Azuay

Mediante los datos mostrados en el anuario del INAMHI para la estación meteorológica M1172 se obtuvo lo siguiente:

Tabla 7 Velocidades de viento

Característica	Dato
Velocidad del viento de referencia medida de un solo año (velocidad máxima que se espera en el sitio).	18,45 m/s
Velocidad del viento medio anual.	13,90 m/s
Velocidad de ráfaga con retorno a 50 años (1,4 veces la velocidad de referencia).	25,83 m/s

Velocidad de ráfaga con retorno a 1 año, (1,05 veces la velocidad de referencia).	19,37 m/s
Índice de turbulencia	0,14
Longitud de rugosidad	0,03 m
Clase de rugosidad	1

Nota: Fuente: Autor.

Al comparar estos datos con las tablas de la normativa IEC 61400 se define que la primera zona posee un viento clase IB; de manera que para este emplazamiento se selecciona al aerogenerador modelo W2E-171 de 8 MW, a continuación, se muestran los aspectos generales provistos por el fabricante alemán “Wind to Energy” sobre el aerogenerador seleccionado

Tabla 8 Datos aerogenerador

Característica	Dato proporcionado
Potencia nominal	8 MW
Clase IEC	IIA/IB
Diámetro del rotor	171
Área de barrido	22 966 m ²
Altura de la torres	160 m

Nota: Fuente: Autor basado en la ficha técnica del aerogenerador [38].

Se añade la curva de generación proporcionada en

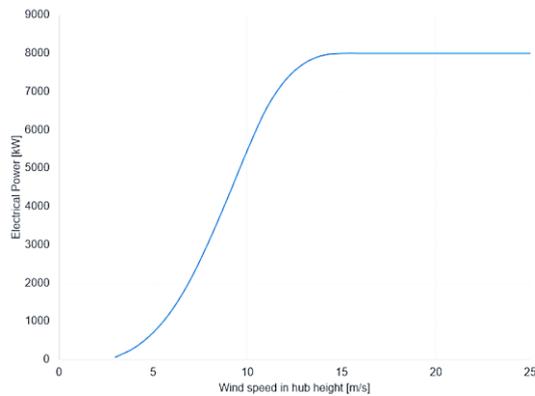


Figura 8 Curva de generación.

Fuente: Ficha técnica del aerogenerador [38].

Zona 2: Imbabura

Para la estación meteorológica M1250 se obtuvo lo siguiente:

Tabla 9 Velocidades de las zonas seleccionadas

Característica	Dato proporcionado
Velocidad del viento de referencia medida de un solo año (velocidad máxima que se espera en el sitio).	10,89 m/s
Velocidad del viento medio anual.	8 m/s
Velocidad de ráfaga con retorno a 50 años (1,4 veces la velocidad de referencia).	15,25 m/s
Velocidad de ráfaga con retorno a 1 año, (1,05 veces la velocidad de referencia).	11,43 m/s

Índice de turbulencia	0,20
Longitud de rugosidad	0,3 m
Clase de rugosidad	3

Nota: Fuente: Autor.

Al comparar estos datos con las tablas de la normativa IEC 61400 se define que la segunda zona posee un viento clase IIA; de manera que para este emplazamiento se utilizará el aerogenerador mostrado en la tabla 8 ya que cuenta con las especificaciones técnicas necesarias.

1.19.5. Ubicación de los aerogeneradores

En base a lo mostrado en el marco metodológico se obtuvieron las siguientes emplazamientos:

Proyecto 1: Este emplazamiento se ubica en la provincia de Azuay cercano a la parroquia Susundel, entre los aspectos principales a destacarse se encuentran:

- La dirección predominante del viento proviene del Noreste, en la figura se encuentra la rosa de los vientos representando la frecuencia.

- El área considerada comprende 898 m^2 .
- Su punto de interconexión con la red se encuentra a 7,62 km en la subestación la Paz.
- La potencia nominal a considerarse es de 56 MW distribuidos en 7 aerogeneradores de 8 MW cada uno.

En la figura 10 dividida en 4 partes se ilustra este proyecto .

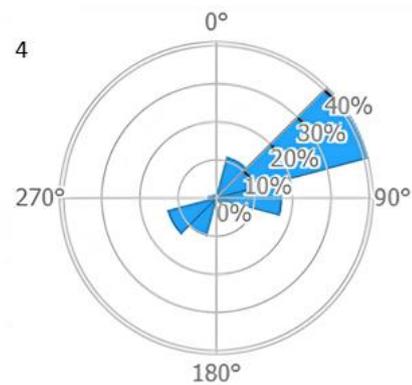
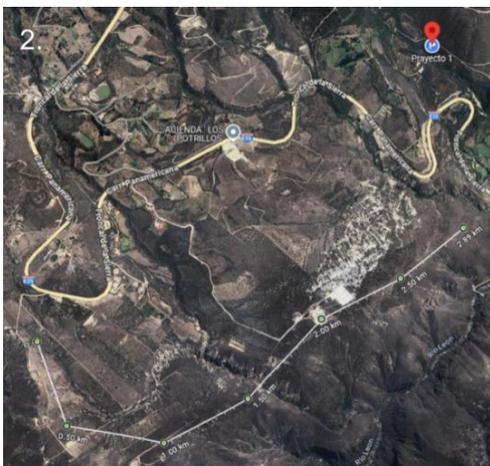
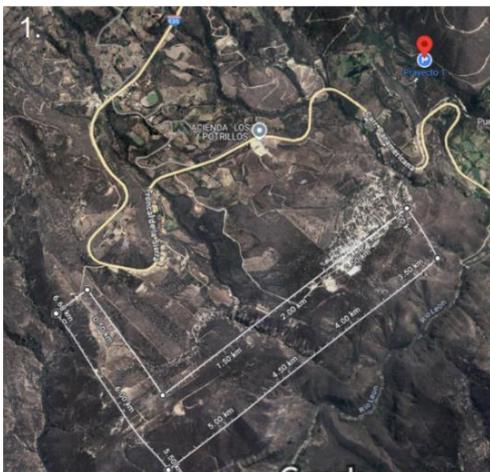


Figura 9 Proyecto 1.

Nota: 1. Área considerada para el emplazamiento, 2. Puntos de ubicación de los aerogeneradores, 3. Punto de interconexión con el SNI, 4. Rosa de los vientos de la zona seleccionada . Fuente: Autor.

Proyecto 2: Este emplazamiento se encuentra en la zona norte de la provincia de Imbabura, cerca de la parroquia Santa Ana, entre los aspectos principales a destacarse se encuentran:

- La dirección predominante del viento proviene del noroeste
- El área considerada corresponde a $12,61 \text{ km}^2$.
- La interconexión del proyecto con la red se lo realiza mediante la inclusión de una nueva subestación en la parroquia Mira que secciona la línea Pimampiro – Tulcán.
- La distancia entre el proyecto 2 y la nueva subestación “Mira” es de 17,2 km
- la potencia nominal a instalarse es de 144 MW distribuidos en 18 aerogeneradores de 8 MW cada uno.

La figura 11 dividida en 4 partes a continuación muestra el proyecto.

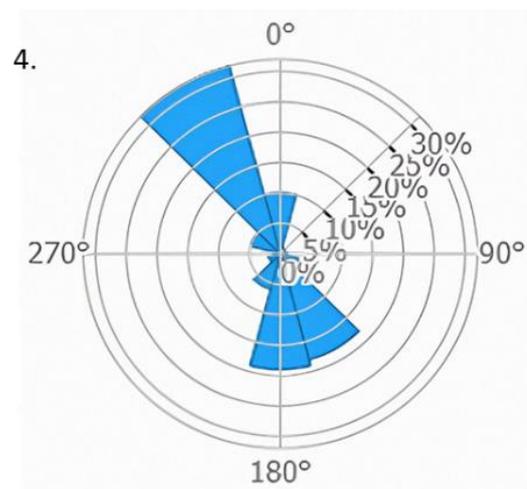
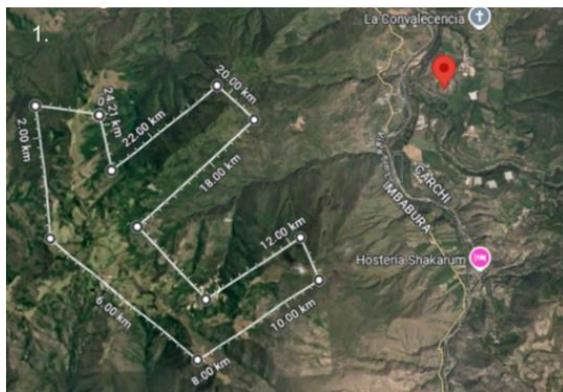


Figura 10 Proyecto 2.

Nota: 1. Área considerada para el emplazamiento, 2. Puntos de ubicación de los aerogeneradores, 3. Punto de interconexión con el SNI, 4. Rosa de los vientos de la zona seleccionada. Fuente: Autor.

1.20. Fase 2: Simulación

En esta fase se muestran los datos y resultados alcanzados.

La zona de influencia del proyecto 1 consideradas para el análisis se muestran a continuación:

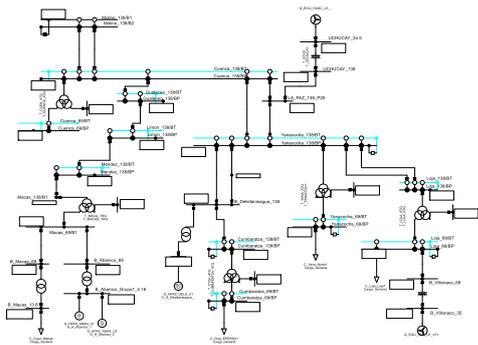


Figura 11 Zona influencia Proyecto 1.
Fuente: Autor.

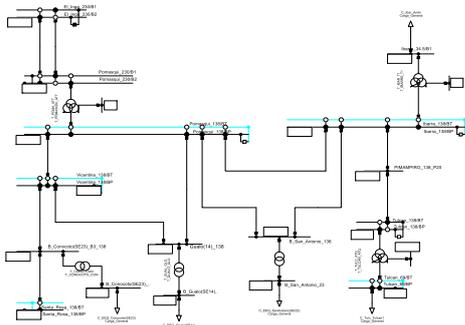


Figura 12 Zona influencia Proyecto 2
Fuente: Autor.

Tal como se especificó se muestran los datos utilizados para la simulación de los emplazamientos.

Tabla 10 Datos líneas de transmisión nuevas

Línea	I (A)	L (km)	R1 20°C (Ω/km)	X1 (Ω/km)	B1 (uS/Km)	R0 20°C (Ω/km)	X0 (Ω/km)	B0 (uS/Km)
Proyecto 1- La Paz	240	7,62	0,23969	0,5034	3,25869	0,46976	1,62297	1,91566
Proyecto 2- Mira	577	17,2	0,10163	0,4737	3,49812	0,24907	1,15594	2,27105

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 11 Transformadores principales proyecto 1

Transformador proyecto 1	
Potencia Nominal	56 (MVA)
Relación transformación	34,5/138 (kV)
Tipo de conexión	Dyn5
Frecuencia	60 Hz
Impedancia secuencia (+)	16,16%
Impedancia secuencia (0)	16%

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 12 Transformadores principales proyecto 2

Transformador proyecto 2	
Potencia Nominal	150 (MVA)
Relación transformación	34,5/138 (kV)
Tipo de conexión	Dyn5
Frecuencia	60 Hz
Impedancia secuencia (+)	18%
Impedancia secuencia (0)	20%

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 13 Datos aerogenerador proyecto 1

Aerogenerador Proyecto 1 y 2	
Potencia nominal	8 (MW)
Potencia aparente nominal	8,88 (MVA)
Tensión	0,69 (kV)
Aporte de cortocircuito	1,15 (p.u.)

Nota: Fuente: Autor basado en la información disponible del fabricante.

De igual manera se definen los despachos:

Tabla 14 Despachos considerados proyecto 1

Proyecto 1		
Período seco		
Condición	Velocidad (m/s)	Potencia (MW)
Producción máxima	18,00	8
Producción mínima	10,00	5,469
Período lluvioso		
Producción máxima	15,00	8
Producción mínima	7,00	2,111

Nota: Fuente: Autor

Tabla 15 Despachos considerados proyecto 2

Proyecto 2		
Período seco		
Condición	V (m/s)	P (MW)
Producción máxima	9,00	4,27

Producción mínima	5,4	0,71
Período lluvioso		
Producción máxima	10,89	5,469
Producción mínima	6,30	1,297

Nota: Fuente: Autor

De manera complementaria se pueden encontrar los despachos considerados para las centrales que se ubican dentro de las zonas de influencia en el anexo 2.

1.20.1. Resultados análisis de flujo de potencia

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las principales observaciones encontradas al simular los flujos de potencia respectivos en base a los lineamientos mostrados; la tabla se encuentra ordenada por escenario mostrando el problema y su alternativa de solución; las tablas se ubican en el anexo 3, las gráficas, y análisis completos de cada escenario se los encuentra en el anexo 5.

Tabla 16 Resultados análisis de flujos proyecto 1

Proyecto 1		
Escenario	Problema	Solución
Período seco		
Generación máxima demanda alta	Línea "L_CUEN_LA_PAZ" sobrecargada al 108,48 % de la capacidad nominal	Colocar una línea paralela en el circuito "L_CUEN_LA_PAZ"
Generación máxima demanda baja	Barra "B_Loja_ATQ_13,8" presenta una caída de voltaje de 0,947 [p.u.]	Se soluciona variando el Tap de alto voltaje del transformador "T_LOJA_ATQ" de la posición 3 a 2
Generación mínima demanda alta	Línea "L_CUEN_LA_PAZ" sobrecargada al 103,02 % de la capacidad nominal	Colocar una línea paralela en el circuito "L_CUEN_LA_PAZ"
Generación mínima demanda baja	Sin problema	-
Período lluvioso		
Generación máxima demanda alta	Línea "L_CUEN_LA_PAZ" sobrecargada al 115,95 % de su capacidad nominal	Repotenciar el sistema colocando una línea paralela en el circuito "L_CUEN_LA_PAZ"

Generación máxima demanda baja	Línea "L_CUEN_YAN A_1_1" sobrecargada al 136,65 % de la capacidad nominal	Repotenciar el sistema colocando una línea paralela en cada circuito "L_CUEN_YAN A_1_1"
Generación mínima demanda alta	Sin problema	-
Generación mínima demanda baja	Línea "L_CUEN_YAN A_1_1" sobrecargada al 134,18 % de su capacidad nominal	Repotenciar el sistema colocando una línea paralela en el circuito

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 17 Resultados análisis de flujos de potencia proyecto 2

Proyecto 2		
Escenario	Problema	Solución
Período seco		
Generación máxima demanda alta	Sin problema	-

Generación máxima demanda baja	Sin problema	-
Generación mínima demanda alta	Sin problema	-
Generación mínima demanda baja	Sin problema	-
Período lluvioso		
	Barra "Ibarra_138" presenta una caída de voltaje de 0,948 [p.u.]	Repotencia r el sistema colocando una línea paralela en cada circuito .
Generación máxima demanda alta	Las líneas "LT_MIRA_PI MAMPIRO" y "L_IBAR_PIM AM_1_1" sobrecargadas al 108,94 % y 108,96 % de su capacidad nominal	El problema del voltaje bajo está directament e relacionado con las líneas sobrecarga das

Línea "L_IBAR_PIM AM_1_1"		
		sobrecargada al 106,09 % de su capacidad
Generación máxima demanda baja	Sin problema	-
		Repotencia r el sistema colocando una línea paralela en cada circuito
Línea "LT_MIRA_PI MAMPIRO"		sobrecargada al 106,03 % de su capacidad nominal
Generación mínima demanda alta	Sin problema	-
Generación mínima demanda baja	Sin problema	-

Nota: Fuente: Autor.

1.20.2. Resultados análisis de cortocircuitos

Al realizar las simulaciones y recolectar la información de las variables especificadas en el peor escenario posible determinado en el marco metodológico, se pudo realizar una comparativa entre el estado inicial que no involucra las nuevas centrales y el estado final donde se involucran los nuevos proyectos de generación identificando si existen o no variaciones significativas

mayores al 1 %; de igual manera también se logra identificar la corriente máxima por cada barra mostrando el cortocircuito donde se generó.

En la tablas a continuación se resumen los resultados de manera general; las tablas completas se encuentran en el anexo 4 y las gráficas con los datos completos se encuentran en el anexo 6.

Tabla 18 Análisis comparativo de cortocircuitos

Análisis de cortocircuito			
Cortocircuito		Variaciones	
		Proyecto 1	Proyecto 2
Trifásico	Sk"	< 1%	< 1%
	Ikss	< 1%	< 1%
	Ip	< 1%	< 1%
Bifásico	Sk" B	< 1%	< 1%
	Ikss B	< 1%	< 1%
	Ikss C	< 1%	< 1%
	Ip B	< 1%	< 1%
Bifásico tierra	Sk" B	< 1%	< 1%
	Ikss B	< 1%	< 1%
	Ikss C	< 1%	< 1%
	Ip B	< 1%	< 1%
	Ip C	< 1%	< 1%
Monofásico	Sk" A	< 1%	< 1%
	Ikss A	< 1%	< 1%

Ip A < 1% < 1%

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 19 Corrientes de cortocircuito máximas proyecto 1

Zona 1 - Corrientes de cortocircuito máxima				
Barras	Sk" (MV A)	Ikss		Tipo
		b (KA)	Ip (KA)	
B_Abanico_69	119,3 2	3,00	6,89	Monofásico: Fase A
Cuenca_138	612,5 2	7,98	17,6 7	Bifásico Tierra: Fase C
Cuenca_69	613,3 5	15,4 0	35,4 5	Monofásico: Fase A
Cumbaratza_138	710,6 3	2,97	6,41	Trifásico
Cumbaratza_69	84,58	2,12	5,32	Monofásico: Fase A
B_Delsintanisagua_138	1059, 18	4,43	10,8 2	Trifásico
Gualaceo_138	977,5 3	4,09	8,11	Trifásico
La_Paz_138	756,4 9	3,17	6,76	Trifásico
Limón_138	517,6 8	2,17	4,20	Trifásico
Loja_138	271,2 0	3,60	8,32	Bifásico Tierra: Fase C
Loja_69	188,1 6	4,72	11,6 3	Monofásico: Fase A
Macas_69	133,0 3	3,49	7,69	Bifásico Tierra: Fase C
B_Macas_69	131,8 2	3,45	7,60	Bifásico Tierra: Fase C
B_Macas_13,8	67,69	8,79	21,3 9	Bifásico Tierra: Fase C

Mendez_138	405,5 1	1,70	3,35	Trifásico
Molino_138	2556, 55	32,0	83,8	Monofásico: Fase A
Uchucay_138	552,2 7	2,31	4,87	Trifásico
Uchucay_34,5	191,4 7	10,1	22,6	Bifásico Tierra: Fase C
B_Villonaco_35	159,6 1	2,63	6,62	Trifásico
B_Villonaco_69	152,1 2	3,82	8,83	Monofásico: Fase A
Yanacocha_138	991,9 2	4,15	9,78	Trifásico
Yanacocha_69	178,5 4	4,50	11,5	Bifásico Tierra: Fase C
B_Delsitanisagu a_U1_13,8	279,5 1	35,0	90,1	Monofásico: Fase A
B_Delsitanisagu a_U2_13,8	279,5 1	35,0	90,1	Monofásico: Fase A
B_Delsitanisagu a_U3_13,8	279,5 1	35,0	90,1	Monofásico: Fase A
B_Abanico_Gru po1_4,16	76,30 7	31,7	79,0	Monofásico: Fase A
B_Abanico_Gru po2_4,16	100,8 9	42,0	103,	Monofásico: Fase A
B_Cumbaratza_13,8	92,37	3,86	10,0	Trifásico
B_Cuenca_ATQ_13,8	546,2 7	22,8	58,8	Trifásico
B_Loja_ATQ_13,8	217,1 2	9,08	23,4	Trifásico
B_Macas_TRQ_13,8	231,9 1	9,70	22,1	Trifásico
B_Yanacocha_A TQ_13,8	134,5 1	5,63	15,0	Trifásico
Proyecto_1_138	198,6 9	2,53	5,25	Bifásico Tierra: Fase C

Proyecto_1_34,5	182,1 2	22,0	9,56	Bifásico Tierra: Fase C
------------------------	------------	------	------	----------------------------

Nota: Fuente: Autor.

Tabla 20 Corrientes de cortocircuito máximas proyecto 2

Zona 2 - Corrientes de cortocircuito máxima				
Barras	Sk" (MV A)	Ikss (KA)	Ip (KA)	Tipo
B_Conocoto(SE23)_B3_138	1318, 19	16,5	39,4	Bifásico tierra: Fase B
B_Conocoto(SE23)_23	146,6 7	11,0	30,1	Monofásic o: Fase A
El_Inga_230	2868, 28	22,5	58,1	Monofásic o: Fase A
B_Gualo(SE14)_23	73,95	5,57	15,0	Monofásic o: Fase A
B_Gualo(SE14)_B3_138	3020, 65	12,6	29,5	Trifásico
Ibarra_138	345,2 5	4,56	10,0	Bifásico tierra: Fase C
Ibarra_34,5	115,6 9	5,81	14,8	Monofásic o: Fase A
Pimampiro_138	644,1 4	2,70	5,83	Trifásico
Pomasqui_138	1556, 21	19,5	49,2	Monofásic o: Fase A
Pomasqui_230	1922, 27	15,1	38,2	Bifásico tierra: Fase B
B_San_Antonio_138	880,0 7	11,0	25,9	Bifásico tierra: Fase B
B_San_Antonio_23	2713, 91	11,3	26,6	Trifásico

Santa_Rosa_138	2751,83	34,54	87,94	Bifásico tierra: Fase B
Tulcan_138	13,56	0,17	0,44	Bifásico tierra: Fase B
Tulcan_69	15,33	0,38	0,67	Bifásico tierra: Fase B
Vicentina_138	1291,61	16,21	38,75	Bifásico tierra: Fase B
B_Ibarra_T1_13,8	154,15	6,45	16,86	Trifásico
B_Pomasqui_ATT_13,8	472,41	19,76	52,47	Trifásico
B_Tulcan_A_TQ_13,8	26,68	1,12	2,87	Trifásico
Mira_138	402,36	1,68	3,61	Trifásico
Proyecto2_138	346,84	1,45	3,12	Trifásico
Proyecto2_34,5	163,66	8,37	18,43	Bifásico tierra: Fase C

Nota: Fuente: Autor.

1.20.3. Resultados análisis de estabilidad

A continuación, se muestran los resultados conseguidos durante las simulaciones de estabilidad ; y en el anexo 7 se pueden además encontrar los resultados de las simulaciones extendidos a 5 y 10 segundos que permiten una mayor apreciación.

Línea “Santa Rosa - Totoras” 230 kV

Evento 1: Cortocircuito 0 segundos al 50% de la línea con desconexión después de 400 ms

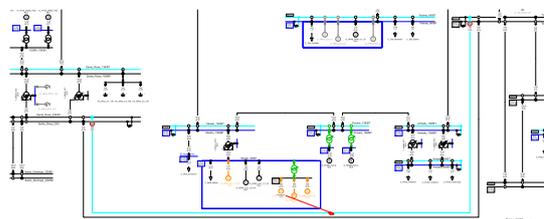


Figura 13 Evento línea “Santa Rosa - Totoras”.

Fuente: Autor.

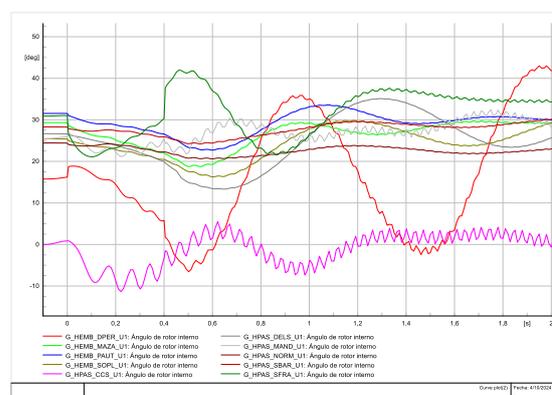


Figura 14 Respuesta sin los proyectos

Fuente: Autor.

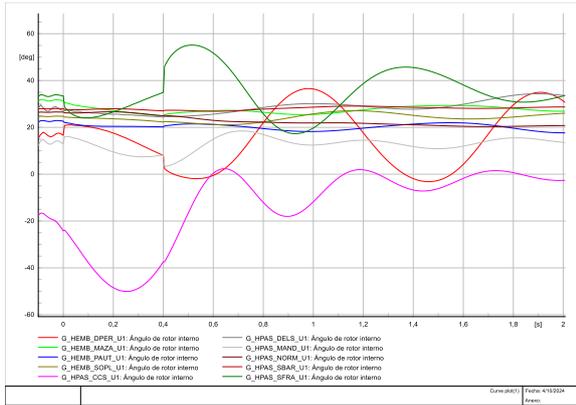


Figura 15 Respuesta del sistema con los proyectos.

Fuente: Autor.

Línea “Cuenca - Molino” 130 kV

Evento 2: Cortocircuito 0 segundos al 50% de la línea con desconexión después de 350 ms

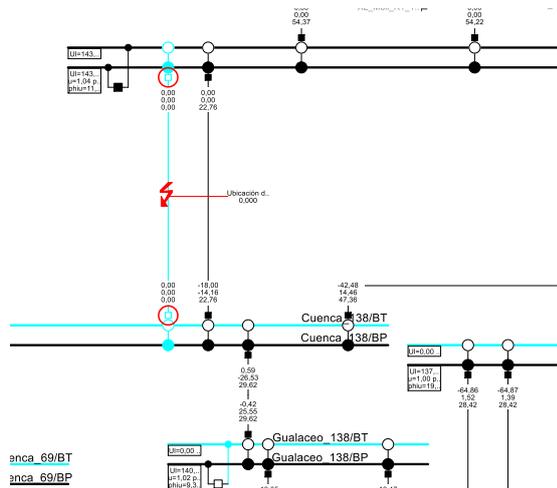


Figura 16 Línea “Cuenca - Molino”.

Fuente: Autor.

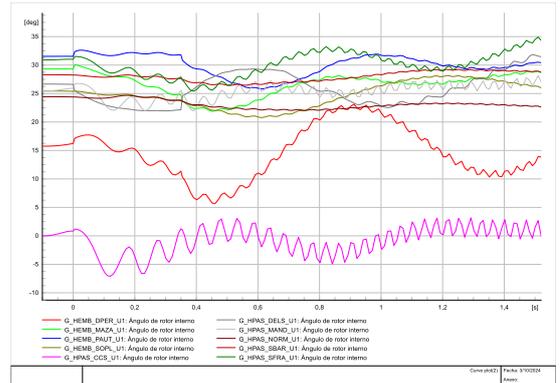


Figura 17 Respuesta del sistema sin los proyectos.

Fuente: Autor.

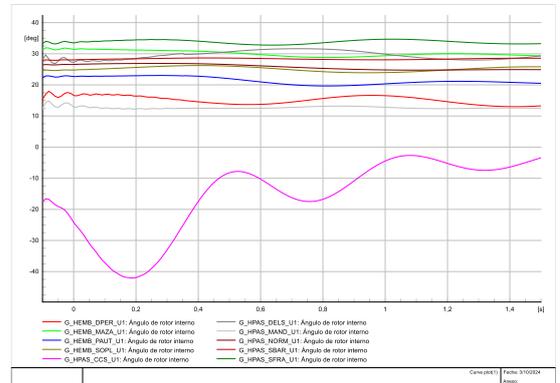


Figura 18 Respuesta del sistema con los proyectos

Fuente: Autor.

1.21. Fase 3: Determinación del potencial de generación

Tal como se menciona en el marco metodológico en esta sección se realizan las estimaciones de potencia esperada tanto para condiciones de vientos máximo y mínimos para cada una de los proyectos,

considerando el aerogenerador previamente seleccionado.

En las tablas 8 y 10 se muestran los datos considerados para estos cálculos.

Tabla 21 Datos de presión y temperatura

Condiciones meteorológicas consideradas para la estimación de potencia				
Período	Zona 1		Zona 2	
	P (hPa)	T (°C)	P (hPa)	T (°C)
Seco	1021	17,8	1027	24,9
Lluvioso	1021	17,4	1027	26,1

Nota: Fuente: [23].

Tabla 22 Rangos de velocidad

Velocidad del viento (m/s) a 10 m de altura				
Período	Zona 1		Zona 2	
	V máx	V mín	V máx	V mín
Seco	18,45	10,0	9,00	7,56
Lluvioso	15,44	7,00	10,89	5,58

Nota: Fuente: [23]

1.21.1. Cálculos de estimación

En función de los datos presentados en las tablas anteriores, se comienza por el cálculo de la densidad del aire para cada zona seleccionada; para este fin, se utiliza las ecuaciones 3 y 4 mostradas en el marco

teórico; se muestra un ejemplo de cálculo para la zona 1 en período seco y lluvioso.

Período seco Zona 1

$$\rho_{aire\ seco} = \frac{1021 * 100}{287,05 \times (17,8 + 273)}$$

$$\rho_{aire\ seco} = 1,223133296 \frac{kg}{m^3}$$

Período lluvioso Zona 1

Para este cálculo además se requiere conocer la presión del vapor de agua; este dato lo proporciona los anuarios y brinda 14.1 hPa y 20.69 hPa para la zona 1 y 2 respectivamente.

$$\rho_{aire\ húmedo} = \frac{1021 * 100}{287,05 \times (17,4 + 273)} + \frac{14,1 * 100}{461,495 \times (17,4 + 273)}$$

$$\rho_{aire\ húmedo} = 1,235339016 \frac{kg}{m^3}$$

Los resultados de todas las zonas se resumen en la tabla

Tabla 23 Densidad del aire para cada zona

Densidad del aire kg/m ³		
Período	Zona 1	Zona 2
Seco	1,223133296	1,20099829

Lluvioso	1,235339016	1,211168994
----------	-------------	-------------

Nota: Fuente: Autor.

Tal como se explicó se realizaron estimaciones de potencia a 115 m de altura a partir de los datos de la tabla 24 mediante el gradiente eólico mostrado en la ecuación 6, tales estimaciones se las muestran en la tabla a continuación:

Tabla 24 Estimaciones de velocidad a 115 m

Datos de velocidad del viento (m/s) estimaciones a 115 m de altura				
Período	Zona 1		Zona 2	
	V máx	V mín	Vmáx	V mín
Seco	19,853	10,760	18,726	15,730
Lluvioso	16,608	7,532	22,659	11,610

Nota: Fuente: Autor.

En la tabla 26 se muestran las velocidades registradas por los anuarios en los meses de mayor y menor generación, para la zona 1 durante el período seco estos meses corresponden a octubre y agosto respectivamente mientras que para la zona 2, estos meses corresponden a agosto y mayo.

Tanto con los valores de la tabla 18 y 19 y la ecuación 5 mostrada en el marco teórico se procede con el cálculo de la potencia estimada, considerando además un coeficiente de potencia del rotor de 0,5 (dato entregados por el fabricante).

A continuación, se muestra un ejemplo del cálculo realizado para estimar la potencia eléctrica producida en el período seco considerando la velocidad del viento máxima esperada para la zona 1.

$$P_{eléctrica} = \frac{1}{2} \times 0,5 \times 1,223133296 \times 22966 \times 19,853^3$$

$$P_{eléctrica} = 54,951 \text{ MW}$$

Tal como se explicó en la sección metodología, la potencia corresponde a un solo generador, de manera que la potencia total del emplazamiento 1 es:

$$P_{eléctrica} = 54,951 \times 7 = 0,385 \text{ GW}$$

El cálculo es similar para las estimaciones restantes respectivas al proyecto 2, en donde se consideran las 18 unidades generadoras, en la siguiente tabla 27 se encuentran los resultados de estas estimaciones.

Tabla 25 Rangos de potencias esperadas

Rangos de potencia esperados (GW)				
Período	Proyecto 1		Proyecto 2	
	Viento máx	Viento mín	Viento máxs	Viento mín
Seco	0,385	0,061	0,815	0,194
Lluvioso	0,227	0,021	1,456	0,282

Nota: Fuente: Autor.

Los meses correspondiente a los períodos seco y lluvioso fueron mostrados en la sección marco metodológico específicamente en el análisis de flujos de potencia.

En la tabla 27 se puede observar las potencias máximas y mínimas que se pueden extraer del viento, para el período seco el proyecto 1 puede entregar potencias entre los 61 MW hasta 385 MW, siendo los meses de agosto y octubre meses de menor y mayor potencia generada; para el caso del proyecto 2 en el mismo período la situación es diferente puesto que octubre y agosto corresponden a meses de menor y mayor generación siendo capaces de entregar potencias de entre 194 MW y 815 MW .

Para el período lluvioso el proyecto 1 puede entregar potencias entre 21 MW y

227 MW en los meses de enero y abril mientras que el proyecto 2 puede entregar potencias desde 282 MW hasta 1456 MW en los meses de mayo y enero respectivamente.

CONCLUSIONES

Se puede concluir que Ecuador presenta zonas con potencial de generación eólica con velocidades superiores a 7 m/s que las vuelven ideales para la generación, tal es el caso de los proyectos 1 y 2, los cuales poseen vientos clase IEC IB e IEC IIA.

Se pudo constatar que el método de evaluación ponderada permite evaluar características cualitativas y cuantitativas, sin embargo, su aplicación depende en gran medida del investigador, ya que el define los criterios y el grado de importancia de cada aspecto considerado.

De manera general se observó que cada locación posee una clase de viento característico, el mismo que esta normado por la IEC 61400, y que resulta extremadamente importante, ya que puede ser considerado como un criterio de selección del aerogenerador posibilitando que los mismos operen en condiciones favorable y que no sean expuesto a

sobreesfuerzos que terminen dañando la máquina.

Al realizar la comparativa del comportamiento eléctrico de los emplazamientos mediante el software especificado se puede determinar que no existe un gran impacto dentro del sistema ecuatoriano; sin embargo, se debe considerar repotenciar algunas zonas específicas del sistema para asegurar que cada elemento se encuentre dentro de sus límites de operación segura y evitar los problemas sobrecargas y malos perfiles de voltaje que se experimentaron en la fase 2 correspondiente a los análisis de flujos de potencia.

En cuanto a corrientes de cortocircuito se puede constatar que el impacto de incluir estas nuevas centrales es mínimo una vez repotenciado el sistema, ya que las variaciones en estos valores son casi imperceptibles menores al 1%.

Al observar la estabilidad del sistema se puede corroborar que hay un efecto de mejora ya que al incluir estas nuevas centrales se reducen considerablemente las oscilaciones, lo cual contribuye en la reducción del tiempo necesario para que el

sistema alcance un nuevo estado de operación estable.

Finalmente se puede constatar que la inclusión de estas dos centrales de 144 MW y 56 MW permiten una mejora considerable del sistema, ya que aligerar la carga de otros generadores incrementando las reservas del sistema y aportando una mayor estabilidad al mismo.

RECOMENDACIONES

Para futuros trabajos de investigación referente a la producción de energía de manera anual de los aerogeneradores se debe considerar la utilización de las distribuciones de probabilidad para mejorar la precisión de las estimaciones, puesto que en este trabajo solo se utilizó un enfoque práctico para definir los rangos máximos y mínimos que se pueden esperar dependiendo de las condiciones de viento mostradas en cada zona.

De igual manera también se puede estudiar las condiciones de operación y despacho para las nuevas centrales, permitiendo obtener la máxima generación posible y asegurando un servicio estable y confiable para el estado ecuatoriano.

El condicionamiento del sistema para el caso específico de implementación también es algo a tomar en cuenta, ya que es necesario tener bien distribuidos los flujos de potencia activa y reactiva para evitar desbalances y problemas de perfiles de voltajes en determinadas zonas del sistema.

TRABAJOS FUTUROS

A continuación, se mencionan algunos aspectos sobre los cuales se puede trabajar y que pueden resultar complementarios para este proyecto:

- Considerar el análisis de las estelas que producen los aerogeneradores para optimizar el uso del terreno y obtener la máxima eficiencia energética.
- Integrar las distribuciones de probabilidad para estimar un potencial real de generación.
- Explorar nuevos modelos de aerogeneradores, en base a las condiciones del viento en la zonas mostradas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, “ESTADÍSTICA ANUAL y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2023,” p. 156, 2023.
- [2] MEER, “Atlas Eólico,” *Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eólica*, vol. 1, pp. 56; QUITO-ECUADOR, 2013.
- [3] Ministerio de Energía y Recursos Renovables (MERNNR), “Expansión de la generación,” pp. 7–61, 2017, [Online]. Available: <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/4.-EXPANSION-DE-LA-GENERACION.pdf>
- [4] I. J. Ortiz Aguirre, M. F. Reyes Wagnio, L. A. Vásquez Cevallos, S. E. Delgado Menoscal, and E. A. Lamilla Rubio, *Los parques eólicos una mirada desde la administración y gerencia de los*

- proyectos de energía del Ecuador*, vol. 4, no. 1. Texas: ETECAM, 2020.
- [5] M. Alzgoool and S. Ghannam, “Assessment of an Offshore Wind Farm Potential in the Gulf of Aqaba,” in *2022 International Engineering Conference on Electrical, Energy, and Artificial Intelligence (EICEEAI)*, IEEE, Nov. 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/EICEEAI56378.2022.10050496.
- [6] S. F. Al-Gahtani, “Feasibility Study of Wind Farm in Asir Region in Saudi Arabia,” in *2021 International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET)*, IEEE, Dec. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICECET52533.2021.9698445.
- [7] I. Elzemeity, I. Elsayeed, and A. Elzemeity, “Feasibility study of an Offshore Wind Farm with the Egyptian-Saudi Arabia HVDC link,” in *2021 6th International Conference on Renewable Energy: Generation and Applications (ICREGA)*, IEEE, Feb. 2021, pp. 168–172. doi: 10.1109/ICREGA50506.2021.9388222.
- [8] J. F. Díaz, P. R. Peñaherrera, J. C. Argüello, J. F. Palacios, and C. C. Salazar, “Balance Energético Nacional 2023,” p. 200, 2023.
- [9] M. Orozco, “¿Por qué hay cortes de luz en Ecuador? Estas son las razones que explican su déficit energético,” *Orozco, Mónica*, 2024, [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/economia/cortes-luz-razones-crisis-colapso-80955/>
- [10] Ministerio de Energía, “Plan Maestro de Electricidad Plan De Expansión De La Transmisión,” p. 39, 2020.
- [11] S. Khoudiri, A. Khoudiri, and B. Mohamed, “Pre-Feasibility Study and Control for Offshore Wind Farm in Algerian Coast,” *Proceedings - 2023 2nd International Conference on Electronics, Energy and Measurement, IC2EM 2023*, vol.

- 1, no. Ic2em, pp. 1–6, 2023, doi: 10.1109/IC2EM59347.2023.10419440.
- [12] E. Ortiz-Garcia, R. Iracheta-Cortez, A. Rios-Ruiz, A. Ramirez-Reyes, and J. R. Dorrego-Portela, “Main Challenges for Designing a Off-Shore a Wind Farm in Mexico,” in *2019 IEEE 39th Central America and Panama Convention (CONCAPAN XXXIX)*, IEEE, Nov. 2019, pp. 1–7. doi: 10.1109/CONCAPANXXXIX47272.2019.8977066.
- [13] X. Ge, J. Qian, Y. Fu, W. J. Lee, and Y. Mi, “Transient Stability Evaluation Criterion of Multi-Wind Farms Integrated Power System,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 4, pp. 3137–3140, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3156430.
- [14] O. A. Betancourt, Z. G. Sanchez, S. A. Saleh, E. F. Hill, X. Zhao, and F. P. Sanchez, “Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation in Island Power Systems,” *Conference Record - Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, vol. 2020-June, 2020, doi: 10.1109/ICPS48389.2020.9176784.
- [15] G. Yang, Y. Wang, Y. Jia, and G. Xu, “Real-Time Reactive Power Regulation Capacity Assessment of DFIG Wind Farms,” *2022 4th Asia Energy and Electrical Engineering Symposium, AEEES 2022*, pp. 974–978, 2022, doi: 10.1109/AEEES54426.2022.9759755.
- [16] R. S. J. Cabo, G. M. Barroso, N. J. O. P. de Manfredi, M. Zamboti Fortes, and S. Gomes, “Short Review of the Evaluation Impacts of the Implementation of Wind Power Plants in the Interconnected Electric Systems,” in *2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, IEEE, Sep. 2020, pp. 1–5. doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326247.

- [17] R. Ali, K. Imran, S. A. Abbas Kazmi, A. Naveed Khan, A. Khattak, and A. Ulasyar, “Impacts of High Penetration of Wind Power on Transmission System,” in *2021 4th International Conference on Energy Conservation and Efficiency (ICECE)*, IEEE, Mar. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICECE51984.2021.9406282.
- [18] Y. Chi *et al.*, “Overview of mechanism and mitigation measures on multi-frequency oscillation caused by large-scale integration of wind power,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 433–443, Aug. 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.01100.
- [19] X. Lin, Q. Lu, P. Zhang, Z. Liu, and Y. Liu, “Coordinated Control of Frequency Restoration of Wind Power Interconnected Power System Based on Distributed Model Prediction,” in *2023 Global Reliability and Prognostics and Health Management Conference (PHM-Hangzhou)*, IEEE, Oct. 2023, pp. 1–7. doi: 10.1109/PHM-Hangzhou58797.2023.10482522.
- [20] X. Chen, H. Liu, J. Su, and R. Qin, “The Control Strategy of Energy Storage System for Primary Frequency Regulation and Wind Power Ramp Control,” in *2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, IEEE, Jun. 2020, pp. 652–656. doi: 10.1109/ACPEE48638.2020.9136416.
- [21] O. J. Ogunniyi *et al.*, “A Review of Wind Energy and its Potential in Nigeria,” in *2024 International Conference on Science, Engineering and Business for Driving Sustainable Development Goals (SEB4SDG)*, IEEE, Apr. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/SEB4SDG60871.2024.10630419.
- [22] S. Khan, “Conflicts In Betz Limit and An Alternative Approach for Wind Turbines,” in *2020 IEEE*

- Region 10 Symposium (TENSYP)*, IEEE, 2020, pp. 1438–1443. doi: 10.1109/TENSYP50017.2020.9230876.
- [23] INHAMI, *Anuario meteorológico № 53-2013*. 2017. [Online]. Available: http://www.serviciometeorologico.gob.ec/docum_institucion/anuarios/meteorologicos/Am_2013.pdf
- [24] Y. Zhuo, Y. Cao, L. Chen, J. Nie, Y. Huang, and Y. Liang, “Research on Evaluation Model Based on Analytic Hierarchy Process and Entropy Weight Method for Smart Grid,” in *2022 5th International Conference on Energy, Electrical and Power Engineering (CEEPE)*, IEEE, Apr. 2022, pp. 729–734. doi: 10.1109/CEEPE55110.2022.9783256.
- [25] C. J. F. P, “Resolución de Flujos de Potencia por Newton-Raphson usando MATLAB,” no. April 2021, pp. 0–3, 2023, doi: RG.2.2.28388.76167.
- [26] M. D’orto, S. Sjoblom, L. S. Chien, L. Axner, and J. Gong, “Comparing Different Approaches for Solving Large Scale Power-Flow Problems With the Newton-Raphson Method,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 56604–56615, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3072338.
- [27] Y. Chen, C. Wu, and J. Qi, “Data-driven Power Flow Method Based on Exact Linear Regression Equations,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 3, pp. 800–804, 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000738.
- [28] L. Zeng, S. G. Alawneh, and S. A. Arefifar, “GPU-Based Sparse Power Flow Studies with Modified Newton’s Method,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 153226–153239, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3127393.
- [29] J. He, P. Liu, B. Liu, and S. Duan, “An Asymmetric Short-Circuit Fault Ride-Through Strategy

- Providing Current Limiting and Continuous Voltage Supply for Three-Phase Three-Wire Stand-Alone Inverters,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 211063–211073, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3038220.
- [30] S. Kumari, A. Mishra, A. Singhal, V. Dahiya, M. Gupta, and S. K. Gawre, “Fault Detection in Transmission Line Using ANN,” *2023 IEEE International Students’ Conference on Electrical, Electronics and Computer Science, SCEECS 2023*, pp. 1–5, 2023, doi: 10.1109/SCEECS57921.2023.10063045.
- [31] “IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems,” Sep. 27, 2018, *IEEE, Piscataway, NJ, USA*. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8672198.
- [32] R. Aljarrah *et al.*, “Application of Artificial Neural Network-Based Tool for Short Circuit Currents Estimation in Power Systems With High Penetration of Power Electronics-Based Renewables,” *IEEE Access*, vol. 11, no. December 2022, pp. 20051–20062, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3249296.
- [33] Y. Chen *et al.*, “Numerical Modeling, Electrical Characteristics Analysis and Experimental Validation of Severe Inter-Turn Short Circuit Fault Conditions on Stator Winding in DFIG of Wind Turbines,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 13149–13158, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3050876.
- [34] P. Chang, J. Dai, Y. Tang, J. Yi, W. Lin, and F. Yu, “Research on Analytical Method of Thevenin Equivalent Parameters for Power System Considering Wind Power,” *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, vol. 2020-Septe, 2020,

- doi: <https://www.digsilent.de/en/features.html>
- 10.1109/APPEEC48164.2020.9220576.
- [35] N. Hatziargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [36] V. Yarlagadda, J. V. Rao, G. Ambati, S. N. V. Karthik Kumar, and K. Rajesh, “Integrated Voltage and Generator Stability Analysis of a Three Bus System Combining SMIB and SMLB Systems,” in *2021 Second International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE)*, IEEE, Dec. 2021, pp. 1–7. doi: 10.1109/ICSTCEE54422.2021.9708590.
- [37] “Features - DIgSILENT.” Accessed: May 14, 2024. [Online]. Available:
- [38] W2E Wind to Energy, “W2E-W171/8.0,” Germany. [Online]. Available: https://www.w2e-rostock.de/wp-content/uploads/2021/01/W1502-G01-02-DASH-304-W2E-001-3-EN-Technical_Data_MS_8MW_171m_2a_1b.pdf

Anexos

1.22. Anexo 1. Estimaciones de velocidad

Importante: La información mostrada en la tabla solo contiene la información de aquellas estaciones meteorológicas que cuentan con datos proporcionados por los anuarios del INAMHI, todas aquellas que no disponen de información fueron descartadas al momento de realizar las estimaciones y la ponderación; de igual forma se considera las rugosidad provista por los resultados del atlas eólico.

En la parte final del anexo se adjunta una tabla con los identificadores de cada provincia.

Código	Identificador provincia	Promedio 5 años a 10 m de altura (m/s)	Rugosidad	Estimación de velocidad promedio 5 años 80m	Estimación de velocidad promedio 5 años 115 m	Latitud	Longitud	Resultado ponderado	Identificador
M0001	10	4,9	0,400	11,206	12,957	0,258333333	-78,40083333	0,950	Z1
M0002	17	3,2	0,400	7,421	8,580	0,229444444	-78,36666667	0,750	Z2
M0003	17	3,5	0,100	4,266	4,424	-0,366666667	-78,55000000	0,000	Z3
M0004	5	4,6	0,020	4,764	4,799	-1,020000000	-78,59472222	0,000	Z4
M0005	13	2,5	0,055	2,786	2,843	-1,037500000	-80,45972222	0,000	Z5
M0006	12	2,2	0,200	3,345	3,596	-1,100000000	-79,46166667	0,000	Z6
M0007	22	0,9	0,800	4,953	6,621	-0,916666667	-75,41666667	0,000	Z7
M0008	16	1,3	0,400	2,944	3,405	-1,507500000	-77,94388889	0,000	Z8
M0009	17	2,4	0,100	2,950	3,059	-0,060000000	-78,20055556	0,000	Z9
M0023	17	6,1	0,100	7,567	7,846	0,148055556	-78,04777778	0,750	Z11
M0024	17	2,7	0,400	6,224	7,196	-0,166666667	-78,48333333	0,000	Z12
M0025	17	1,5	0,800	8,146	10,890	0,026666667	-79,37138889	0,900	Z13

M0026	23	0,5	0,400	1,160	1,341	-0,476111111	-79,33888889	0,000	Z14
M0029	18	13,7	0,055	15,340	15,649	-1,391388889	-78,41805556	0,800	Z15
M0031	3	7,1	0,055	8,014	8,175	-2,551944444	-78,94527778	0,700	Z17
M0033	11	2,4	0,400	5,625	6,504	-4,036388889	-79,201111111	0,000	Z18
M0037	9	2,9	0,800	15,069	20,145	-2,115555556	-79,59916667	0,700	Z19
M0041	14	1,1	0,800	5,867	7,844	-1,688333333	-77,95861111	0,000	Z21
M0045	1	1,8	0,200	2,745	2,951	-2,716111111	-78,62972222	0,000	Z22
M0051	12	2,7	0,055	3,081	3,143	-1,796944444	-79,53333333	0,000	Z23
M0086	10	4,3	0,100	5,340	5,537	0,494166667	-78,04138889	0,000	Z24
M0102	4	14,4	0,400	33,078	38,245	0,626388889	-77,94388889	0,950	Z26
M0103	4	2,8	0,055	3,094	3,157	0,604166667	-77,81944444	0,000	Z27
M0104	4	11,3	0,200	17,075	18,361	0,553055556	-78,02750000	0,950	Z28
M0105	10	1,7	0,100	2,052	2,128	0,243333333	-78,25000000	0,000	Z29
M0107	10	1,0	0,100	1,221	1,266	0,518055556	-78,21111111	0,000	Z30
M0120	5	14,0	0,400	32,124	37,143	-0,623333333	-78,58138889	0,650	Z33
M0122	5	3,9	0,500	10,892	13,059	-0,943611111	-78,99500000	0,950	Z34
M0123	2	7,6	0,400	17,546	20,287	-1,133888889	-79,07555556	0,950	Z35
M0124	5	5,1	0,055	5,731	5,847	-0,916388889	-79,24555556	0,000	Z36
M0126	18	8,9	0,200	13,527	14,545	-1,175277778	-78,50916667	0,950	Z37
M0127	18	16,3	0,100	20,092	20,835	-1,172500000	-78,55500000	0,800	Z38
M0128	18	8,9	0,055	9,935	10,136	-1,352500000	-78,61500000	0,800	Z39
M0129	2	2,6	0,400	6,031	6,973	-1,620000000	-79,29305556	0,000	Z40
M0130	2	2,5	0,200	3,822	4,110	-1,975555556	-79,06333333	0,000	Z41
M0133	6	3,1	0,055	3,505	3,575	-1,720833333	-78,66111111	0,000	Z43
M0136	6	10,9	0,100	13,370	13,864	-2,275277778	-78,92361111	0,950	Z44
M0137	3	5,4	0,400	12,439	14,383	-2,708888889	-78,89166667	0,800	Z45
M0138	1	4,9	0,100	6,041	6,264	-2,800000000	-78,76277778	0,000	Z46
M0139	1	9,5	0,100	11,687	12,119	-2,881944444	-78,77638889	0,800	Z47

M0141	1	5,5	0,100	6,788	7,039	-2,732777778	-79,073055556	0,000	Z48
M0143	11	7,0	0,400	16,113	18,630	-4,216111111	-79,271111111	0,750	Z49
M0145	11	3,9	0,100	4,845	5,024	-4,313888889	-79,243333333	0,000	Z50
M0146	11	2,7	0,400	6,132	7,090	-4,333333333	-79,554444444	0,000	Z51
M0147	11	3,6	0,200	5,510	5,925	-4,368055556	-79,174722222	0,000	Z52
M0149	11	1,5	0,400	3,446	3,984	-4,230277778	-79,431111111	0,000	Z53
M0150	11	10,9	0,200	16,505	17,748	-4,584722222	-79,430555556	0,950	Z54
M0151	11	3,7	0,100	4,584	4,754	-4,382500000	-80,23638889	0,000	Z55
M0153	8	4,1	0,400	9,504	10,988	0,615000000	-80,024444444	0,750	Z56
M0154	8	4,6	0,800	24,245	32,412	0,857777778	-78,962222222	0,900	Z57
M0156	8	1,4	0,100	1,686	1,748	0,319444444	-79,433333333	0,000	Z58
M0162	13	1,7	0,400	3,930	4,544	-0,664166667	-80,03638889	0,000	Z60
M0165	13	8,9	0,100	10,950	11,354	-0,922500000	-80,448611111	0,750	Z62
M0166	13	2,6	0,400	6,068	7,016	-1,394722222	-80,206944444	0,000	Z63
M0167	13	7,7	0,400	17,690	20,454	-0,196944444	-80,264722222	0,750	Z64
M0169	13	12,4	0,800	65,704	87,837	-1,480000000	-80,632222222	0,550	Z65
M0171	13	7,4	0,400	17,048	19,712	-1,592777778	-80,401111111	0,700	Z66
M0172	12	0,9	0,200	1,378	1,481	-1,518055556	-79,541666667	0,000	Z67
M0176	9	8,9	0,800	46,878	62,670	-2,662222222	-79,589722222	1,000	Z68
M0180	7	4,7	0,100	5,733	5,944	-3,698888889	-79,61138889	0,000	Z69
M0185	1	1,2	0,800	6,427	8,592	-3,050000000	-79,733333333	0,000	Z70
M0188	15	2,6	0,200	3,993	4,294	-0,365000000	-78,144722222	0,000	Z71
M0189	14	1,6	0,400	3,577	4,136	-3,398055556	-78,575833333	0,000	Z72
M0191	20	6,2	0,100	7,594	7,875	-0,733333333	-90,300000000	0,700	Z73
M0218	9	3,1	0,055	3,456	3,525	-2,200000000	-79,443055556	0,000	Z78
M0221	20	6,2	0,100	7,660	7,943	-0,900000000	-89,600000000	0,700	Z79
M0232	7	0,2	0,200	0,254	0,273	-3,900833333	-80,078611111	0,000	Z80
M0239	7	1,0	0,100	1,272	1,319	-3,722777778	-79,643611111	0,000	Z81

M0241	11	21,2	0,200	32,145	34,565	-4,301388889	-79,399166667	0,950	Z82
M0258	18	2,1	0,055	2,343	2,390	-1,367222222	-78,605555556	0,000	Z85
M0292	7	1,3	0,500	3,550	4,256	-3,287777778	-79,901388889	0,000	Z86
M0362	5	5,5	0,400	12,703	14,687	-0,425555556	-78,965000000	0,950	Z116
M0391	6	5,6	0,400	12,923	14,942	-2,000555556	-78,973055556	0,750	Z134
M0466	12	2,7	0,400	6,126	7,083	-1,549166667	-79,750000000	0,000	Z185
M0482	7	1,5	0,100	1,864	1,933	-3,543611111	-80,198055556	0,000	Z194
M1036	6	3,8	0,055	4,211	4,296	-1,650000000	-78,650000000	0,000	Z254
M1040	14	4,6	0,400	10,551	12,199	-2,210277778	-78,161388889	0,750	Z255
M1066	5	6,9	0,400	15,744	18,204	-0,683333333	-78,700000000	0,950	Z256
M1069	18	7,8	0,200	11,879	12,773	-1,276111111	-78,818888889	0,950	Z257
M1080	13	1,1	0,400	2,604	3,011	-1,116666667	-80,200000000	0,000	Z263
M1092	13	1,2	0,400	2,725	3,151	-1,250000000	-80,583333333	0,000	Z271
M1094	17	4,2	0,100	5,177	5,368	0,033333333	-78,233333333	0,000	Z272
M1095	3	2,1	0,055	2,361	2,409	-2,374166667	-79,374166667	0,000	Z273
M1096	9	3,8	0,400	8,815	10,192	-2,200000000	-79,883333333	0,800	Z274
M1107	2	16,6	0,055	18,572	18,946	-1,614444444	-78,998333333	0,750	Z282
M1111	1	3,2	0,200	4,817	5,180	-2,676666667	-79,031388889	0,000	Z283
M1117	2	3,8	0,055	4,213	4,298	-1,679722222	-79,034722222	0,000	Z284
M1123	9	3,3	0,800	17,326	23,163	-2,350000000	-79,636111111	0,750	Z285
M1124	15	4,6	0,400	10,622	12,281	-0,673888889	-77,926666667	0,900	Z286
M1130	6	6,1	0,055	6,809	6,946	-1,850000000	-78,750000000	0,000	Z288
M1148	9	1,3	0,800	6,715	8,977	-2,250000000	-79,475000000	0,000	Z290
M1156	17	7,4	0,100	9,056	9,390	-0,176944444	-78,427500000	0,800	Z293
M1170	24	6,8	0,200	10,329	11,107	-2,233333333	-80,908333333	0,800	Z304
M1172	1	13,9	0,030	14,838	15,001	-3,409444444	-79,164166667	1,000	Z306
M1173	9	3,1	0,400	7,093	8,201	-2,768888889	-80,220833333	0,900	Z307
M1199	4	7,8	0,055	8,759	8,935	0,617500000	-77,750833333	0,750	Z315

M1203	21	1,9	0,400	4,306	4,979	0,040555556	-77,33388889	0,000	Z316
M1207	9	2,0	0,200	2,964	3,188	-1,900000000	-80,02222222	0,000	Z318
M1208	13	1,8	0,400	4,198	4,853	-1,164166667	-80,39000000	0,000	Z319
M1209	6	11,9	0,055	13,348	13,617	-2,015000000	-78,72222222	0,950	Z320
M1210	5	2,4	0,055	2,655	2,709	-0,956666667	-78,70611111	0,000	Z321
M1214	11	2,4	0,200	3,567	3,836	-4,136944444	-79,43111111	0,000	Z323
M1217	13	0,8	0,200	1,283	1,380	-0,659444444	-80,39750000	0,000	Z325
M1219	15	3,6	0,400	8,186	9,465	-0,916944444	-77,81916667	0,750	Z326
M1221	22	0,5	0,800	2,377	3,178	-0,503888889	-77,31750000	0,000	Z328
M1230	13	5,2	0,200	7,900	8,495	-0,823055556	-80,18361111	0,800	Z329
M1231	17	8,2	0,100	10,049	10,420	-0,622777778	-78,65944444	0,950	Z330
M1232	22	9,6	0,800	50,603	67,649	-0,992777778	-76,93750000	0,950	Z331
M1233	13	6,7	0,400	15,378	17,781	-1,286944444	-80,72888889	0,900	Z332
M1234	13	6,6	0,200	9,977	10,728	-1,346944444	-80,53972222	0,950	Z333
M1238	5	2,6	0,055	2,915	2,974	-0,999166667	-78,62055556	0,000	Z334
M1240	10	2,3	0,400	5,380	6,220	0,333888889	-78,13972222	0,000	Z335
M1242	11	1,9	0,055	2,164	2,207	-4,039444444	-79,79277778	0,000	Z336
M1244	7	6,7	0,200	10,146	10,910	-3,661944444	-80,10361111	0,750	Z338
M1248	8	6,6	0,800	34,741	46,444	0,834722222	-78,48166667	0,950	Z339
M1249	8	2,6	0,800	13,723	18,346	1,305833333	-78,73166667	0,950	Z340
M1250	4	8,0	0,300	14,863	16,573	0,600833333	-78,13083333	0,950	Z341

Identificador provincia	Provincia
1	Azuay
2	Bolívar
3	Cañar
4	Carchi
5	Cotopaxi
6	Chimborazo
7	El Oro
8	Esmeraldas
9	Guayas
10	Imbabura
11	Loja
12	Los Ríos
13	Manabí
14	Morona
15	Napo
16	Pastaza
17	Pichincha
18	Tungurahua
19	Zamora
20	Galápagos
21	Sucumbíos
22	Orellana
23	Santo Domingo
24	Santa Elena

1.23. Anexo 2. Tablas de despachos considerados

Se muestran los despachos para las centrales que se ubican dentro de las zonas de influencia para los períodos seco y lluvioso de cada proyecto.

Proyecto 1: Despacho de generadores - Periodo Seco																		
Central	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central											
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima					
							Demanda alta			Demanda baja			Demanda alta			Demanda baja		
	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %
G_HPAS_ABAN_U1_U5	38,49	0,00	89,95	37,00	1,00	87,23	38,50	0,00	89,95	37,00	5,00	87,23	38,50	0,00	89,95	37,00	5,00	87,23
G_HPAS_DELS_U1_U3	174,00	24,00	87,82	50,00	1,00	75,01	174,0	24,00	87,82	50,00	1,00	75,01	174,0	24,00	87,82	50,00	1,00	75,01
G_EOLI_HUASC_U1_U14	59,35	0,00	95,00	54,88	0,00	88,21	49,98	0,00	95,00	54,88	0,00	88,21	49,98	0,00	95,00	54,88	0,00	88,21
G_EOLI_VILL_U1_U11	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00
G_EOLI_PROYECTO1_U1_U7							56,00	0,00	90,01	56,00	0,00	90,01	38,28	0,00	77,15	38,28	0,00	77,15

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 1: Despacho de generadores zona de influencia - Periodo lluvioso																			
Central	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central												
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima						
							Demanda alta			Demanda baja			Demanda alta			Demanda baja			
	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	
G_HPAS_ABAN_U1_U5	38,50	2,00	90,07	37,30	3,20	87,23	38,50	2,00	90,07	37,30	3,20	87,23	38,50	2,00	90,07	37,30	3,20	87,23	
G_HPAS_DELS_U1_U3	180,0	24,00	90,79	180,0	19,50	90,52	180,0	24,00	90,79	180,0	33,00	90,52	180,0	24,00	90,79	180,0	24,00	90,52	
G_EOLI_HUASC_U1_U14	54,60	0,00	96,41	55,02	0,00	88,43	54,60	0,00	96,41	55,02	0,00	88,43	54,60	0,00	96,41	55,02	0,00	88,43	
G_EOLI_VILL_U1_U11	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	16,50	0,00	95,00	
G_EOLI_PROYECTO1_U1_U7							56,00	0,00	90,01	56,00	0,00	90,01	14,77	0,00	35,36	14,77	0,00	35,36	

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Despacho de generadores zona de influencia - Periodo seco												
Central	Generación máxima						Generación mínima					
	Demanda alta			Demanda baja			Demanda alta			Demanda baja		
	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %
G_EOLI_PROYECTO2_U1_U18	78,86	0,00	64,29	78,86	0,00	64,29	12,78	0,00	6,43	12,78	0,00	6,43

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Despacho de generadores zona de influencia - Periodo lluviosos												
Central	Generación máxima						Generación mínima					
	Demanda alta			Demanda baja			Demanda alta			Demanda baja		
	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %	P (MW)	Q (Mvar)	Carga %
G_EOLI_PROYECTO2_U1_U18	98,44	0,00	84,87	98,442	0,00	84,87	23,35	0,00	23,15	23,35	0,00	23,15

Nota: Fuente: Autor

1.24. Anexo 3. Resultados análisis de flujos de potencia

Proyecto 1: Niveles de voltaje-Período Seco						
Barras	Sin incluir la nueva central		Incluida la nueva central			
	Demanda alta	Demanda baja	Generación máxima		Generación mínima	
			Demanda alta	Demanda baja	Demanda alta	Demanda baja
B_Abanico_69	1,01	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00
Cuenca_138	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98
Cuenca_69	0,99	1,00	0,98	0,98	0,98	0,99
Cumbaratza_138	1,02	0,99	1,00	0,96	1,01	0,97
Cumbaratza_69	0,99	0,98	0,98	0,96	0,99	0,96
Delsintanisagua_138	1,02	0,99	1,00	0,96	1,01	0,97
Gualaceo_138	0,99	1,00	0,98	0,98	0,98	0,99
La_Paz_138	1,01	1,02	1,00	1,02	1,01	1,02
Limón_138	1,00	1,01	0,98	1,00	0,99	1,00
Loja_138	1,01	0,98	0,99	0,96	1,00	0,96
Loja_69	0,98	0,99	1,01	0,97	1,02	0,97
Macas_138	1,00	1,02	0,99	1,02	0,99	1,02
B_Macas_69	1,00	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99
B_Macas_13.8	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Mendez_138	1,00	1,01	0,98	1,01	0,99	1,01
Molino_138	1,03	1,00	1,02	1,00	1,03	1,00
Uchucay_138	1,02	1,03	1,01	1,02	1,01	1,03
Uchucay_34,5	1,02	1,03	1,01	1,02	1,01	1,03
B_Villonaco_35	0,99	1,00	1,01	0,97	1,02	0,97
B_Villonaco_69	0,99	1,00	1,01	0,97	1,02	0,97
Yanacocha_138	1,01	0,99	1,00	1,02	1,00	1,02
Yanacocha_69	1,01	0,98	0,99	0,96	1,00	0,96
B_Delsitanisagua_U1_13.8	1,03	1,01	1,02	0,99	1,02	0,99
B_Delsitanisagua_U2_13.8	1,03	1,01	1,02	0,99	1,02	0,99
B_Delsitanisagua_U3_13.8	1,03	1,02	1,02	0,99	1,02	0,99
B_Abanico_Grupo1_4.16	1,01	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01
B_Abanico_Grupo2_4.16	1,01	0,99	0,99	1,00	1,00	1,01
B_Cumbaratza_13.8	1,01	0,99	0,99	0,96	1,00	0,96
B_Cuenca_ATQ_13.8	0,99	1,00	0,98	0,99	0,98	0,99
B_Loja_ATQ_13.8	0,98	0,98	0,97	0,95	0,98	0,95
B_Macas_TRQ_13.8	0,99	1,01	0,97	1,01	0,98	1,01
B_Yanacocha_ATQ_13.8	1,00	0,98	0,99	0,95	0,99	0,96
Barras nuevas	Proyecto_1_138		1,01	1,02	1,01	1,02
	Proyecto_1_34,5		1,00	1,02	1,01	1,02

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 1: Cargabilidad elementos período seco

Elemento	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central											
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima					
	P termin ali (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)	P termin ali (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)	P termin ali (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)	P termin ali (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)	P termin ali (MW)	Q termin ali (Mvar)	Carga (%)
L_CUEN_MOLI_1_1	-0,62	18,05	21,93	-31,68	12,28	35,54	-15,79	28,70	35,82	-46,64	24,20	54,63	-13,77	26,10	32,66	-44,54	21,96	51,65
L_CUEN_MOLI_1_2	-0,61	18,06	21,93	-31,68	12,29	35,55	-15,79	28,71	35,83	-46,65	24,22	54,65	-13,77	26,11	32,67	-44,55	21,98	51,67
L_CUEN_GUAL_1_1	-4,49	4,28	8,09	-17,53	-0,87	19,81	-4,43	4,93	8,73	-17,30	-0,19	19,88	-4,45	4,72	8,52	-17,31	-0,31	19,83
L_GUAL_LIMO_1_1	-17,43	4,19	21,22	-24,01	-0,36	27,07	-17,37	4,77	21,71	-23,84	0,26	27,41	-17,39	4,59	21,55	-23,85	0,15	27,32
L_LIMO_MEND_1_1	-19,82	6,10	24,15	-25,63	1,33	28,65	-19,77	6,58	24,67	-25,48	1,83	29,05	-19,79	6,43	24,51	-25,49	1,74	28,96
L_MACA_MACS_0_1	13,91	3,22	25,95	8,15	2,06	15,23	13,91	3,25	26,41	8,23	2,10	15,67	13,91	3,24	26,27	8,23	2,10	15,61
L_ABAN_MACA_0_1	-37,84	5,11	52,37	-36,70	1,48	50,17	38,34	-3,82	53,29	-36,67	1,66	51,07	-37,82	5,24	53,00	-36,68	1,63	50,91
L_CUEN_YANA_1_1	-54,48	12,63	57,95	-78,24	33,60	87,96	-63,96	18,54	69,78	-77,09	38,56	90,77	-62,71	16,92	67,71	-77,21	37,64	90,15
L_CUEN_LA_PAZ	-80,05	16,31	73,81	-53,10	-2,93	47,68	-	30,41	108,48	-98,58	11,43	90,53	-	27,06	103,02	-92,27	8,40	84,22
L_LA_PAZ_YANA	-33,50	8,32	31,63	0,00	-5,05	4,39	-22,83	7,28	22,92	0,00	-4,97	4,36	-24,36	7,11	23,94	0,00	-4,99	4,37
L_UCHU_LA_PAZ	-49,62	1,22	43,82	54,88	-1,51	47,44	49,98	-1,32	44,26	54,88	-1,54	47,81	49,98	-1,30	44,02	54,88	-1,53	47,68
L_DELS_YANA_1_1	-78,52	-0,21	33,94	-59,52	3,99	26,34	-78,50	0,34	34,45	-59,44	4,79	27,21	-78,51	0,09	34,22	-59,45	4,65	27,05
L_E09_YANA_1_2	-78,53	-0,35	33,95	-59,53	3,86	26,34	-78,51	0,21	34,45	-59,45	4,67	27,20	-78,52	-0,04	34,22	-59,46	4,52	27,04
L_DELS_E09_1_2	-79,06	-0,90	33,90	-59,85	5,00	26,40	-79,05	-0,62	34,42	-59,79	5,37	27,27	-79,05	-0,75	34,19	-59,79	5,31	27,11
L_DELS_CTZA_1_1	15,16	1,47	16,75	9,81	0,07	11,03	15,17	1,53	17,01	9,91	0,18	11,51	15,17	1,50	16,89	9,91	0,17	11,45
L_LOJA_YANA_1_1	27,62	8,98	29,02	13,57	2,86	14,19	27,38	9,12	29,27	13,79	3,51	15,05	27,37	8,97	29,02	13,79	3,42	14,94
L_LOJA_YANA_1_2	27,37	9,42	28,94	13,66	2,64	14,23	27,62	8,69	29,36	13,89	3,29	15,09	27,61	8,53	29,11	13,89	3,19	14,98
L_LOJA_VILL_0_1	16,43	-1,24	30,39	16,43	-1,21	29,90	16,43	-1,18	29,56	16,43	-1,28	30,96	16,43	-1,17	29,33	16,43	-1,27	30,77
L_MACA_MEND_1_1	23,86	-9,62	28,85	28,47	-5,06	31,40	23,83	-9,88	29,42	28,36	-5,32	31,90	23,84	-9,80	29,24	28,37	-5,28	31,79
Líneas nuevas				LT_PROYECTO1_LA_PAZ			48,99	-2,55	85,09	49,00	2,47	83,74	42,00	-1,86	72,55	42,00	1,81	71,58

Transformadores	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)
T_CUEN_ATQ	137,41	10,34	69,27	84,38	-0,82	84,69	150,23	8,17	76,75	96,78	-2,97	98,82	148,48	8,91	75,54	95,11	-2,27	96,80
T_MACA_TRQ	-23,86	9,62	38,46	-28,47	5,06	41,86	-23,83	9,88	39,21	-28,36	5,32	42,52	-23,84	9,80	38,98	-28,37	5,28	42,38
T_YANA_ATQ	10,18	2,95	15,71	6,12	2,66	10,09	10,18	2,95	15,95	6,20	2,69	10,55	10,18	2,95	15,84	6,20	2,69	10,49
T_CTZA_ATQ	15,11	2,55	45,28	9,79	1,16	29,81	15,11	2,58	46,00	9,89	1,20	31,13	15,11	2,57	45,67	9,89	1,20	30,94
T_LOJA_ATQ	54,83	19,58	86,82	27,19	7,06	42,56	54,83	18,92	87,82	27,63	8,24	45,15	54,82	18,65	87,07	27,63	8,07	44,80
T_MACA_MAC	13,90	3,22	76,08	8,15	2,07	66,96	13,90	3,25	77,44	8,23	2,10	68,90	13,90	3,24	77,01	8,23	2,10	68,67
T_ABAN_U1	-15,33	1,36	84,74	-14,74	-0,77	80,69	-15,33	1,40	86,23	-14,74	-0,73	82,12	-15,33	1,39	85,76	-14,74	-0,73	81,86
T_DELS_U1	-57,78	-1,85	75,68	-49,82	3,62	66,96	-57,78	-1,67	76,83	-49,82	3,92	69,22	-57,78	-1,75	76,31	-49,82	3,87	68,81
T_UCHU	-49,98	1,29	87,72	-54,80	1,51	94,96	-49,98	1,32	88,60	-54,88	1,54	95,71	-49,98	1,30	88,12	-54,88	0,00	95,44
T_VILL_U1_U11	-16,43	1,24	66,92	-16,43	1,21	65,86	-16,43	1,18	65,09	-16,43	1,28	68,19	-16,43	1,17	64,60	-16,43	1,27	67,77
Transformador nuevo				TR_PROYECTO1			-48,99	0	87,17	-49	2,47	85,78	-42	-1,86	74,31	-42	-1,81	73,33

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 1: Niveles de voltaje - Periodo lluvioso

Barras	Sin incluir la nueva central		Incluida la nueva central			
	Demanda alta	Demanda baja	Generación máxima		Generación mínima	
			Demanda alta	Demanda baja	Demanda alta	Demanda baja
B_Abanico_69	1,02	1,01	1,00	0,98	1,02	1,00
Cuenca_138	0,99	0,99	0,97	0,97	0,99	0,98
Cuenca_69	0,99	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99
Cumbaratza_138	1,01	1,00	0,97	1,00	1,01	1,02
Cumbaratza_69	0,98	1,00	0,96	1,00	0,99	1,02
Delsitanisagua_138	1,01	1,00	0,99	1,01	1,01	1,02
Gualaceo_138	0,99	1,00	0,97	0,97	0,99	0,99
La_Paz_138	1,00	1,02	0,99	1,00	1,01	1,02
Limón_138	1,00	1,01	0,98	0,98	1,00	1,00
Loja_138	1,00	0,99	0,97	0,99	1,00	1,01
Loja_69	0,97	0,99	0,99	1,00	1,02	1,02
Macas_138	1,01	1,03	0,99	1,00	1,01	1,02
B_Macas_69	1,01	1,00	0,99	0,97	1,01	0,99
B_Macas_13,8	1,03	1,01	1,00	0,99	1,02	1,01
Mendez_138	1,00	1,02	0,98	0,99	1,00	1,01
Molino_138	1,03	1,00	1,02	0,99	1,03	1,00
Uchucay_138	1,01	1,03	0,99	1,01	1,02	1,03
Uchucay_34,5	1,01	1,03	0,99	1,01	1,01	1,03
B_Villonaco_35	0,98	0,99	0,99	1,00	1,02	1,02
B_Villonaco_69	0,98	0,99	0,99	1,00	1,02	1,02
Yanacocha_138	1,00	1,00	0,98	0,99	1,01	1,01
Yanacocha_69	1,00	0,99	0,97	0,99	1,00	1,01
B_Delsitanisagua_U1_13,8	1,02	1,01	1,00	1,02	1,02	1,04
B_Delsitanisagua_U2_13,8	1,02	1,01	1,00	1,02	1,02	1,04
B_Delsitanisagua_U3_13,8	1,02	1,01	1,00	1,02	1,02	1,04
B_Abanico_Grupo1_4,16	1,03	1,02	1,00	1,00	1,02	1,01
B_Abanico_Grupo2_4,16	1,03	1,01	1,00	0,99	1,02	1,01
B_Cumbaratza_13,8	1,00	1,00	0,97	1,00	1,00	1,02
B_Cuenca_ATQ_13,8	0,99	0,99	0,97	0,97	0,99	0,99
B_Loja_ATQ_13,8	0,97	0,97	0,98	0,98	1,00	1,00
B_Macas_TRQ_13,8	1,00	1,02	0,98	0,99	0,99	1,01
B_Yanacocha_ATQ_13,8	0,99	0,99	0,97	0,98	1,00	1,00
Barras nuevas	Proyecto_1_138		0,99	1,01	1,01	1,02
	Proyecto_1_34,5		0,99	1,01	1,01	1,02

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 1: Cargabilidad elementos período lluvioso

Elemento	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central											
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima					
	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)
L_CUEN_MOLI_1_1	-3,83	20,71	24,79	-48,83	20,16	54,46	-18,65	33,32	41,16	-60,82	36,74	73,51	-9,99	23,01	28,47	-51,46	28,16	60,40
L_CUEN_MOLI_1_2	-3,83	20,72	24,80	-48,84	20,17	54,47	-18,65	33,34	41,17	-60,83	36,76	73,53	-9,99	23,02	28,48	-51,47	28,17	60,42
L_CUEN_GUAL_1_1	-4,56	1,90	6,32	-17,34	-0,63	19,70	-4,50	2,71	6,92	-17,24	0,37	20,15	-4,56	1,98	6,37	-17,31	-0,35	19,81
L_GUAL_LIMO_1_1	-17,50	1,81	20,50	-23,88	-0,14	27,10	-17,43	2,53	21,03	-23,79	0,78	27,81	-17,49	1,88	20,55	-23,85	0,12	27,30
L_LIMO_MEND_1_1	-19,88	3,74	23,33	-25,51	1,51	28,72	-19,82	4,33	23,92	-25,43	2,25	29,50	-19,87	3,79	23,38	-25,49	1,72	28,93
L_MACA_MACS_0_1	13,91	3,21	25,69	8,23	2,09	15,48	13,91	3,24	26,28	8,23	2,11	15,91	13,91	3,21	25,75	8,23	2,10	15,60
L_ABAN_MACA_0_1	-37,86	2,94	51,56	-36,69	1,54	50,49	-37,83	3,18	52,70	-36,66	1,82	51,84	-37,85	2,96	51,67	-36,68	1,62	50,86
L_CUEN_YANA_1_1	-57,90	16,18	62,63	-126,29	42,51	69,46	-67,09	23,42	75,23	-117,28	56,50	136,65	-61,75	16,89	66,55	-118,01	54,82	134,19
L_CUEN_LA_PAZ	-85,83	20,78	80,15	-53,29	-2,69	48,08	-120,00	37,02	115,95	-98,56	12,41	91,92	-99,64	23,83	92,98	-71,43	1,06	64,78
L_LA_PAZ_YANA	-35,28	10,30	33,94	0,00	-4,99	4,37	-24,67	9,81	25,72	0,00	-4,83	4,29	-31,13	9,03	30,04	0,00	-4,98	4,36
L_UCHU_LA_PAZ	54,60	-1,56	48,16	55,02	-1,54	47,82	-24,67	9,81	25,72	55,02	-1,59	48,61	54,60	-1,55	48,00	55,02	-1,54	47,88
L_DELS_YANA_1_1	-81,44	1,15	35,52	-84,02	3,33	36,93	-81,41	2,07	36,35	-84,02	-3,42	37,02	-81,45	1,04	35,42	-84,05	-2,63	36,33
L_E09_YANA_1_2	-81,46	1,02	35,53	-84,03	3,20	36,93	-81,42	1,95	36,36	-84,03	-3,55	37,03	-81,46	0,91	35,43	-84,06	-2,77	36,34
L_DELS_E09_1_2	-82,03	-0,06	35,51	-84,66	1,63	36,94	-82,02	0,42	36,35	-84,65	-5,13	36,91	-82,03	-0,12	35,41	-84,66	-3,99	36,24
L_DELS_CTZA_1_1	15,17	1,50	16,91	9,91	0,06	11,05	15,17	1,60	17,32	9,91	0,05	11,02	15,17	1,49	16,86	9,91	0,00	10,82
L_LOJA_YANA_1_1	27,37	9,61	29,26	13,05	8,98	16,43	27,38	9,45	29,88	13,09	2,76	13,68	27,37	8,89	28,93	13,09	2,43	13,35
L_LOJA_YANA_1_2	27,62	9,17	29,34	13,25	8,79	16,47	27,62	9,02	29,97	13,18	2,54	13,72	27,61	8,45	29,01	13,18	2,22	13,39
L_LOJA_VILL_0_1	16,43	-1,26	30,69	16,43	-1,23	30,27	16,43	-1,23	30,24	16,43	-1,20	29,86	16,43	-1,17	29,37	16,43	-1,16	29,27
L_MACA_MEND_1_1	23,88	-7,37	27,87	28,38	-5,16	31,52	23,85	-7,68	28,54	28,34	-5,53	32,39	23,88	-7,39	27,93	28,37	-5,26	31,76
Líneas nuevas				LT_PROYECTO1_LA_PAZ	48,99	-2,62	94,06	48,99	-2,54	92,64	19,25	-0,39	36,26	19,25	-0,38	35,89		

Nota: Fuente: Autor

Transformadores	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)
T_CUEN_ATQ	140,12	9,55	70,88	96,34	-0,34	97,25	152,72	6,71	78,65	106,15	-5,76	110,03	145,27	9,64	73,61	100,28	-2,95	101,98
T_MACA_TRQ	-23,88	7,37	37,16	-28,38	5,16	42,02	-23,85	7,68	38,05	-28,34	5,53	43,18	-23,88	7,39	37,24	-28,37	5,26	42,34
T_YANA_ATQ	10,18	2,95	15,85	6,20	2,69	10,18	10,18	2,96	16,22	6,20	2,69	10,21	10,18	2,95	15,80	6,20	2,69	10,02
T_CTZA_ATQ	15,11	2,57	45,72	9,89	1,17	29,88	15,11	2,61	46,84	9,89	1,17	29,79	15,11	2,57	45,58	9,89	1,16	29,26
T_LOJA_ATQ	54,83	19,92	87,78	26,25	19,30	49,28	54,83	19,50	89,65	26,23	6,87	41,04	54,82	18,49	86,78	26,23	6,30	40,06
T_MACA_MAC	13,90	3,21	75,33	8,23	2,09	68,08	13,90	3,24	77,04	8,23	2,11	69,98	13,90	3,21	75,49	8,23	2,10	68,60
T_ABAN_U1	-15,33	0,52	83,48	-14,74	-0,76	81,19	-15,33	0,57	85,31	-14,73	-0,69	83,34	-15,33	0,52	83,64	-14,74	-0,74	81,78
T_DELS_U1	-59,77	-1,32	78,99	-59,76	0,28	79,59	-59,76	-1,01	80,85	-59,76	-4,22	79,57	-59,77	-1,35	78,76	-59,77	-3,46	78,13
T_UCHU	-54,60	0,00	96,41	-55,02	0,00	95,73	-54,60	1,61	98,03	-55,02	1,59	97,30	-54,60	1,55	96,08	-55,02	1,54	98,85
T_VILL_U1_U11	-16,43	1,26	67,58	-16,43	1,23	66,67	-16,43	1,23	66,59	-16,43	1,20	65,77	-16,43	1,17	64,70	-16,43	1,16	64,48
Transformador nuevo						TR_PROYECTO1	-48,99	2,62	88,33	48,99	2,54	92,64	-19,25	0,39	34,05	-19,25	0,38	33,71

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Niveles de voltaje-Período Seco

Barras	Sin incluir la nueva central		Incluida la nueva central			
	Demanda alta	Demanda baja	Generación máxima		Generación mínima	
			Demanda alta	Demanda baja	Demanda alta	Demanda baja
B_Conocoto(SE23)_B3_138	1,01	0,99	1,00	0,99	1,00	0,99
B_Conocoto(SE23)_23	1,03	1,00	1,02	1,00	1,02	0,99
El_Inga_230	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,04
B_Gualo(SE14)_23	0,99	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99
B_Gualo(SE14)_B3_138	1,00	0,99	1,00	0,99	1,00	0,99
Ibarra_138	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97
Ibarra_34,5	0,97	0,97	1,00	0,98	1,01	0,97
Pimampiro_138	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98
Pomasqui_138	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00
Pomasqui_230	1,01	1,03	1,02	1,04	1,02	1,03
B_San_Antonio_138	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99
B_San_Antonio_23	1,01	0,98	1,01	0,98	1,01	0,98
Santa_Rosa_138	1,02	1,01	1,01	1,01	1,02	1,00
Tulcan_138	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99	0,98
Tulcan_69	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Vicentina_138	1,00	0,98	0,99	0,98	1,00	0,98
B_Ibarra_TI_13,8	0,96	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
B_Pomasqui_ATT_13,8	1,01	1,00	1,00	1,00	1,01	1,00
B_Tulcan_ATQ_13,8	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
		Mira_138	0,99	1,00	0,99	0,98
Barras nuevas		Proyecto2_138	1,00	1,01	0,99	0,98
		Proyecto2_34,5	1,00	1,01	0,99	0,98

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Cargabilidad elementos período seco

Elemento	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central												
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima						
	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	P terminal i (MW)	Q terminal i (Mvar)	Carga (%)	
L_INGA_POMA_2_1	-184,59	-14,92	37,89	-184,65	-14,87	37,90	-286,67	-7,67	59,54	-190,29	-10,52	38,95	-280,12	-4,13	57,86	-183,76	-16,00	37,86	
L_INGA_POMA_2_2	-184,62	-14,91	37,89	-184,67	-14,86	37,90	-286,71	-7,65	59,55	-190,32	-10,51	38,95	-280,16	-4,11	57,87	-183,79	-15,99	37,86	
L_POMA_VICE_1_2	-46,93	-23,28	47,52	-46,91	-23,28	47,51	-16,82	-19,51	23,16	-52,60	-22,97	52,10	-11,17	-22,00	22,07	-48,17	-23,78	48,94	
L_CONO_VICE_1_1	-46,93	-23,28	47,52	-63,79	-14,24	59,29	-108,55	-34,74	51,25	-56,48	-16,31	53,36	-118,69	-30,74	54,85	-63,47	-14,46	59,31	
L_CONO_SROS_1_1	-87,47	-22,83	81,37	-87,48	-22,83	81,37	-142,03	-44,09	66,35	-80,35	-24,79	75,74	-152,22	-40,29	69,92	-87,39	-23,18	81,73	
L_GUAL_VICE_1_1	33,80	18,61	35,03	33,79	18,61	35,02	0,82	14,12	13,19	39,37	18,35	39,38	-4,81	16,63	15,94	34,92	19,07	36,26	
L_GUAL_POMA_1_1	58,24	27,38	57,60	58,22	27,39	57,59	30,14	22,66	33,89	64,10	27,45	62,36	24,49	25,06	31,43	59,61	28,06	59,18	
L_IBAR_POMA_1_1	-45,20	-7,92	42,13	-45,20	-7,92	42,12	-15,42	-19,45	22,83	-2,62	-16,37	15,13	-53,94	-9,41	50,20	-41,19	-7,73	38,54	
L_POMA_SANT_1_2	-56,36	-10,70	51,30	-56,36	-10,70	51,30	-28,44	-19,13	30,58	-13,26	-16,46	18,89	-67,78	-12,55	61,20	-52,34	-10,07	47,83	
L_IBAR_SANT_1_2	-44,06	-7,65	41,06	-44,06	-7,65	41,05	-14,05	-19,22	21,90	-1,48	-16,01	14,68	-52,56	-9,27	48,93	-40,04	-7,45	37,45	
L_IBAR_PIMAM_1_1	0,01	-6,56	6,03	0,01	-6,56	6,02	-85,98	12,26	80,08	-86,07	10,06	79,23	-8,94	-7,54	10,71	-8,94	7,49	10,73	
L_PIMAM_TULC_1_1	0,00	-4,99	4,57	0,00	-4,92	4,56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Líneas Nuevas	LT_MIRA_PIMAMPIRO						87,28	8,53	80,23	89,27	-1,11	79,32	-8,97	-6,00	9,83	8,99	3,65	9,85	
	LT_MIRA_TULCAN						0,00	-2,65	2,38	0,00	0,00	2,40	0,00	-2,61	2,36	0,00	0,00	2,36	
	LT_PROYECTO2_MIRA						90,00	-3,25	65,34	90,00	-1,59	64,55	9,00	-0,03	6,66	9,00	-0,02	6,68	
Transformadores	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	P lado de alto voltaje (MW)	Q lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	
	T_POMA_ATT	192,54	39,21	66,19	192,52	39,19	66,18	146,39	60,77	54,19	162,57	40,55	56,38	175,19	61,74	63,18	191,58	40,31	66,17
	T_IBAR_T1	0,04	-5,70	14,66	0,04	-5,70	14,66	0,04	-5,67	14,63	0,05	-5,76	14,75	0,04	-5,71	14,68	0,04	-5,68	14,64
	T_TULC_ATQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	T_GUAL_GLO	24,15	8,32	78,21	24,15	8,32	78,21	29,22	8,85	92,96	24,39	8,44	79,06	29,22	8,80	92,43	24,39	8,47	79,39
	T_CONO_CON	23,42	8,10	75,78	23,42	8,10	75,77	33,07	8,96	51,93	23,66	8,22	76,62	33,07	8,94	51,68	23,66	8,24	76,92
Transformador nuevo	TR_PROYECTO2						-90,00	3,25	60,08	90,00	1,59	59,35	-9,00	0,03	6,08	9,00	0,02	6,10	

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Niveles de voltaje - Periodo lluvioso

Barras	Sin incluir la nueva central		Incluida la nueva central			
	Demanda alta	Demanda baja	Generación máxima		Generación mínima	
			Demanda alta	Demanda baja	Demanda alta	Demanda baja
Conocoto_(SE23)_B_138	1,01	0,98	0,99	0,99	1,01	0,99
Conocoto_(SE23)_B_23	1,03	0,99	1,01	0,99	1,03	1,00
El_Inga_230	1,04	1,04	1,02	1,04	1,04	1,04
Gualo_(SE14)_23	0,99	0,98	0,97	0,99	0,99	0,99
Gualo_138	1,00	0,98	0,99	0,98	1,00	0,99
Ibarra_138	0,97	0,96	0,95	0,96	0,98	0,98
Ibarra_34.5	1,01	0,96	0,98	0,97	1,01	0,98
Pimampiro_138	0,98	0,97	0,95	0,97	0,99	0,99
Pomasqui_138	1,01	0,99	0,99	1,00	1,01	1,00
Pomasqui_230	1,03	1,03	1,01	1,03	1,03	1,04
San_Antonio_138	1,01	0,99	0,99	0,99	1,01	1,00
San_Antonio_23	1,01	0,97	1,00	0,97	1,01	0,98
Santa_Rosa_138	1,02	1,00	1,01	1,00	1,02	1,01
Tulcan_138	0,99	0,97	0,99	0,98	1,00	0,98
Tulcan_69	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Vicentina_138	1,00	0,97	0,98	0,98	1,00	0,98
B_Ibarra_TI_13,8	1,01	1,00	0,98	1,00	1,02	1,02
B_Pomasqui_ATT_13,8	1,01	0,99	0,99	0,99	1,01	1,00
B_Tulcan_ATQ_13,8	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
		Mira_138	0,96	0,99	1,00	1,00
Barras nuevas		Proyecto2_138	0,97	1,00	1,00	1,00
		Proyecto2_34,5	0,97	1,00	1,00	1,00

Nota: Fuente: Autor

Proyecto 2: Cargabilidad elementos período lluvioso

Elemento	Sin incluir las nueva central						Incluida la nueva central											
	Demanda alta			Demanda baja			Generación máxima						Generación mínima					
	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	Demanda alta		Demanda baja		Demanda alta		Demanda baja					
terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	terminal i (MW)	terminal i (Mvar)	Carga (%)	
L_INGA_POMA_2_1	-273,10	-4,28	56,27	-175,35	-21,18	36,41	-289,38	-12,70	60,58	-189,41	-12,61	38,90	-279,62	-3,54	57,66	-187,63	-12,15	38,43
L_INGA_POMA_2_2	-273,14	-4,26	56,28	-175,38	-21,17	36,42	-289,42	-12,68	60,59	-189,44	-12,60	38,91	-279,66	-3,52	57,67	-187,66	-12,14	38,44
L_POMA_VICE_1_2	-11,48	-21,77	21,97	-49,32	-22,72	49,70	-18,18	-16,70	22,40	-54,48	-21,25	53,31	-13,42	-21,99	23,00	-49,19	-24,16	49,70
L_CONO_VICE_1_1	-119,03	-31,02	54,90	-63,18	-15,26	59,50	-105,70	-39,07	51,11	-54,01	-18,66	52,09	-115,14	-30,82	53,21	-61,60	-14,33	57,36
L_CONO_SROS_1_1	-152,56	-40,55	69,93	-87,11	-24,02	82,05	-139,17	-48,47	66,28	-77,87	-27,13	74,56	-148,65	-40,25	68,24	-85,51	-22,96	79,68
L_GUAL_VICE_1_1	-4,50	16,41	15,64	36,07	18,01	36,89	2,17	11,26	10,88	41,25	16,64	40,48	-2,56	16,64	15,49	35,95	19,47	37,08
L_GUAL_POMA_1_1	24,80	24,81	31,39	60,77	27,08	60,04	31,49	19,91	33,77	65,99	25,84	63,66	26,75	25,07	32,76	60,65	28,46	59,89
L_IBAR_POMA_1_1	-58,41	-9,91	54,38	-45,67	-8,47	<u>43,09</u>	-2,71	-28,79	27,18	10,23	-24,00	24,13	-42,48	-10,30	39,78	-29,72	-8,49	28,15
L_POMA_SANT_1_2	-72,44	-13,80	65,35	-56,97	-11,51	52,43	-15,84	-28,94	29,76	-0,58	-24,76	22,26	-55,93	-11,77	50,58	-40,58	-9,57	37,22
L_IBAR_SANT_1_2	-57,04	-9,79	53,11	-44,52	-8,20	42,00	-1,36	-28,53	26,84	11,35	-23,62	24,23	-41,09	-10,13	38,52	-28,58	-8,19	27,07
L_IBAR_PIMAM_1_1	0,01	-6,56	6,02	0,01	-6,42	5,96	-111,40	29,63	108,66	-111,75	24,68	106,09	-31,87	-5,34	29,41	-31,87	-5,54	29,46
L_PIMAM_TULC_1_1	0,00	-4,99	4,56	0,00	-4,88	4,51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				LT_MIRA_PIMAMPIRO			-113,79	21,36	108,94	-114,03	16,92	106,30	-32,04	-4,43	29,19	-32,04	-4,63	29,23
				LT_MIRA_TULCAN			0,00	-2,50	2,31	0,00	0,00	2,36	0,00	-2,69	2,40	0,00	0,00	2,40
				LT_PROYECTO2_MIRA			118,80	-6,00	88,77	118,80	-2,85	86,55	32,40	-0,42	23,42	32,40	-0,21	23,43
							lado de alto voltaje (MW)	lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	lado de alto voltaje (MW)	lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	lado de alto voltaje (MW)	lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)	lado de alto voltaje (MW)	lado de alto voltaje (Mvar)	Carga (%)
Transformadores																		
T_POMA_ATT	180,25	63,17	64,80	198,06	41,78	68,71	136,54	65,60	52,17	154,01	45,28	54,17	167,38	59,61	60,33	182,24	38,35	62,68
T_IBAR_T1	0,04	-5,70	14,66	0,04	-5,58	14,51	0,04	-5,43	14,32	0,04	-5,62	14,55	0,05	-5,80	14,79	0,05	-5,79	14,78
T_TULC_ATQ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T_GUAL_GLO	29,22	8,78	92,19	24,39	8,50	79,80	29,22	8,95	93,90	24,39	8,47	79,46	29,22	8,78	92,19	24,39	8,43	78,98
T_CONO_CON	33,07	8,93	51,55	23,66	8,26	77,29	33,07	9,01	52,37	23,66	8,24	76,94	33,07	8,93	51,57	23,66	8,21	76,56
Transformador nuevo				TR_PROYECTO2			-118,80	6,00	81,62	-118,80	2,85	79,58	-32,40	0,42	21,53	-32,40	0,24	21,54

Nota: Fuente: Autor

1.25. Anexo 4. Resultados análisis de cortocircuitos

Cortocircuito trifásico - Proyecto 1								
Barras	Sin incluir la nueva central			Incluida la nueva central			$\Delta Sk''$ (%)	$\Delta Ikss$ (%)
	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta		
	Sk'' (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)	Sk'' (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)		
B_Abanico_69	289,91	2,43	5,58	289,91	2,43	5,58	0,00	0,00
Cuenca_138	1853,03	7,75	17,16	1853,03	7,75	17,16	0,00	0,00
Cuenca_69	1555,95	13,02	29,98	1555,95	13,02	29,98	0,00	0,00
Cumbaratza_138	710,63	2,97	6,41	710,63	2,97	6,41	0,00	0,00
Cumbaratza_69	224,53	1,88	4,71	224,53	1,88	4,71	0,00	0,00
B_Delsintanisagua_138	1059,18	4,43	10,82	1059,18	4,43	10,82	0,00	0,00
Gualaceo_138	977,53	4,09	8,11	977,53	4,09	8,11	0,00	0,00
La_Paz_138	756,49	3,17	6,76	756,49	3,17	6,76	0,00	0,00
Limón_138	517,68	2,17	4,20	517,68	2,17	4,20	0,00	0,00
Loja_138	854,35	3,57	8,25	854,35	3,57	8,25	0,00	0,00
Loja_69	467,42	3,91	9,63	467,42	3,91	9,63	0,00	0,00
Macas_69	294,59	2,46	5,43	294,59	2,46	5,43	0,00	0,00
B_Macas_69	293,75	2,46	5,41	293,75	2,46	5,41	0,00	0,00
B_Macas_13,8	152,82	6,39	15,56	152,82	6,39	15,56	0,00	0,00
Mendez_138	405,51	1,70	3,35	405,51	1,70	3,35	0,00	0,00
Molino_138	6315,82	26,42	69,03	6315,82	26,42	69,03	0,00	0,00
Uchucay_138	552,27	2,31	4,87	552,27	2,31	4,87	0,00	0,00
Uchucay_34,5	434,91	7,28	16,18	434,91	7,28	16,18	0,00	0,00
B_Villonaco_35	159,61	2,63	6,62	159,61	2,63	6,62	0,00	0,00
B_Villonaco_69	396,55	3,32	7,67	396,55	3,32	7,67	0,00	0,00
Yanacocha_138	991,92	4,15	9,78	991,92	4,15	9,78	0,00	0,00
Yanacocha_69	391,36	3,27	8,39	391,36	3,27	8,39	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U1_13,8	677,98	28,36	72,88	677,98	28,36	72,88	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U2_13,8	677,98	28,36	72,88	677,98	28,36	72,88	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U3_13,8	677,98	28,36	72,88	677,98	28,36	72,88	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo1_4,16	197,23	27,37	68,11	197,23	27,37	68,11	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo2_4,16	251,77	34,94	86,35	251,77	34,94	86,35	0,00	0,00
B_Cumbaratza_13,8	92,37	3,86	10,07	92,37	3,86	10,07	0,00	0,00
B_Cuenca_ATQ_13,8	546,27	22,85	58,80	546,27	22,85	58,80	0,00	0,00
B_Loja_ATQ_13,8	217,12	9,08	23,40	217,12	9,08	23,40	0,00	0,00
B_Macas_TRQ_13,8	231,91	9,70	22,11	231,91	9,70	22,11	0,00	0,00
B_Yanacocha_ATQ_13,8	134,51	5,63	15,09	134,51	5,63	15,09	0,00	0,00
Barras nuevas		Proyecto_1_138		657,67	2,75	5,71	-	-
		Proyecto_1_34,5		403,95	6,76	15,58	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito trifásico - Proyecto 2								
Barras	Sin incluir la nueva central			Incluida la nueva central			ΔSk'' (%)	ΔIkss (%)
	Demanda alta			Demanda alta				
	Sk'' (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)	Sk'' (MVA)	Ikss (KA)	Ip (KA)	Demanda alta	Demanda alta
B_Conocoto(SE23)_B3_138	3877,06	16,22	38,63	3877,06	16,22	38,63	0,00	0,00
B_Conocoto(SE23)_23	424,02	10,64	29,07	424,02	10,64	29,07	0,00	0,00
El Inga_230	7044,71	18,49	47,62	7044,71	18,49	47,62	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_23	216,55	5,44	14,68	216,55	5,44	14,68	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_B3_138	3020,65	12,64	29,55	3020,65	12,64	29,55	0,00	0,00
Ibarra_138	1070,89	4,48	9,87	1070,89	4,48	9,87	0,00	0,00
Ibarra_34,5	268,68	4,50	11,46	268,68	4,50	11,46	0,00	0,00
Pimampiro_138	644,14	2,70	5,83	644,14	2,70	5,83	0,00	0,00
Pomasqui_138	4268,03	17,86	44,97	4268,03	17,86	44,97	0,00	0,00
Pomasqui_230	5713,97	15,00	37,85	5713,97	15,00	37,85	0,00	0,00
B_San_Antonio_138	217,29	5,45	14,53	217,29	5,45	14,53	0,00	0,00
B_San_Antonio_23	2713,91	11,35	26,68	2713,91	11,35	26,68	0,00	0,00
Santa_Rosa_138	5417,54	22,67	57,71	5417,54	22,67	57,71	0,00	0,00
Tulcan_138	28,18	0,12	0,30	28,18	0,12	0,30	0,00	0,00
Tulcan_69	29,90	0,25	0,64	29,90	0,25	0,64	0,00	0,00
Vicentina_138	3807,35	15,93	38,07	3807,35	15,93	38,07	0,00	0,00
B_Ibarra_TI_13,8	154,15	6,45	16,86	154,15	6,45	16,86	0,00	0,00
B_Pomasqui_ATT_13,8	472,41	19,76	52,47	472,41	19,76	52,47	0,00	0,00
B_Tulcan_ATQ_13,8	26,68	1,12	2,87	26,68	1,12	2,87	0,00	0,00
			Mira_138	402,36	1,68	3,61	-	-
Barras nuevas			Proyecto2_138	346,84	1,45	3,12	-	-
			Proyecto2_34,5	308,74	5,17	11,38	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito bifásico - Proyecto 1

Barras	Sin incluir la nueva central				Incluida la nueva Central				ΔSk" B	ΔIkss B	ΔIkss C
	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	(%) Demanda alta	(%) Demanda alta	(%) Demanda alta
B_Abanico_69	83,88	2,11	2,11	4,85	83,88	2,11	2,11	4,85	0,00	0,00	0,00
Cuenca_138	533,24	6,69	6,69	14,82	533,24	6,69	6,69	14,82	0,00	0,00	0,00
Cuenca_69	446,13	11,20	11,20	25,79	446,13	11,20	11,20	25,79	0,00	0,00	0,00
Cumbaratza_138	207,38	2,60	2,60	5,61	207,38	2,60	2,60	5,61	0,00	0,00	0,00
Cumbaratza_69	65,08	1,63	1,63	4,09	65,08	1,63	1,63	4,09	0,00	0,00	0,00
B_Delsintanisagua_138	311,54	3,91	3,91	9,55	311,54	3,91	3,91	9,55	0,00	0,00	0,00
Gualaceo_138	281,76	3,54	3,54	7,02	281,76	3,54	3,54	7,02	0,00	0,00	0,00
La_Paz_138	218,81	2,75	2,75	5,87	218,81	2,75	2,75	5,87	0,00	0,00	0,00
Limón_138	149,39	1,88	1,88	3,64	149,39	1,88	1,88	3,64	0,00	0,00	0,00
Loja_138	249,20	3,13	3,13	7,22	249,20	3,13	3,13	7,22	0,00	0,00	0,00
Loja_69	135,74	3,41	3,41	8,39	135,74	3,41	3,41	8,39	0,00	0,00	0,00
Macas_69	85,18	2,14	2,14	4,71	85,18	2,14	2,14	4,71	0,00	0,00	0,00
B_Macas_69	84,93	2,13	2,13	4,69	84,93	2,13	2,13	4,69	0,00	0,00	0,00
B_Macas_13,8	44,15	5,54	5,54	13,49	44,15	5,54	5,54	13,49	0,00	0,00	0,00
Mendez_138	117,08	1,47	1,47	2,90	117,08	1,47	1,47	2,90	0,00	0,00	0,00
Molino_138	1820,84	22,85	22,85	59,71	1820,84	22,85	22,85	59,71	0,00	0,00	0,00
Uchucay_138	159,65	2,00	2,00	4,22	159,65	2,00	2,00	4,22	0,00	0,00	0,00
Uchucay_34,5	125,70	6,31	6,31	14,03	125,70	6,31	6,31	14,03	0,00	0,00	0,00
B_Villonaco_35	46,17	2,28	2,28	5,75	46,17	2,28	2,28	5,75	0,00	0,00	0,00
B_Villonaco_69	115,02	2,89	2,89	6,68	115,02	2,89	2,89	6,68	0,00	0,00	0,00
Yanacocha_138	289,90	3,64	3,64	8,58	289,90	3,64	3,64	8,58	0,00	0,00	0,00
Yanacocha_69	113,54	2,85	2,85	7,30	113,54	2,85	2,85	7,30	0,00	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U1_13,8	200,66	25,19	25,19	64,71	200,66	25,19	25,19	64,71	0,00	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U2_13,8	200,66	25,19	25,19	64,71	200,66	25,19	25,19	64,71	0,00	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U3_13,8	200,66	25,19	25,19	64,71	200,66	25,19	25,19	64,71	0,00	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo1_4,16	57,15	23,80	23,80	59,21	57,15	23,80	23,80	59,21	0,00	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo2_4,16	73,00	30,39	30,39	75,11	73,00	30,39	30,39	75,11	0,00	0,00	0,00
B_Cumbaratza_13,8	26,71	3,35	3,35	8,74	26,71	3,35	3,35	8,74	0,00	0,00	0,00
B_Cuenca_ATQ_13,8	157,29	19,74	19,74	50,79	157,29	19,74	19,74	50,79	0,00	0,00	0,00
B_Loja_ATQ_13,8	62,86	7,89	7,89	20,32	62,86	7,89	7,89	20,32	0,00	0,00	0,00
B_Macas_TRQ_13,8	67,03	8,41	8,41	19,18	67,03	8,41	8,41	19,18	0,00	0,00	0,00
B_Yanacocha_ATQ_13,8	38,90	4,88	4,88	13,09	38,90	4,88	4,88	13,09	0,00	0,00	0,00
Barras nuevas											
			Proyecto_1_138		190,15	2,39	2,39	4,96	-	-	-
			Proyecto_1_34,5		116,75	5,86	5,86	13,51	-	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito bifásico - Proyecto 2

Barras	Sin incluir la nueva central				Incluida la nueva Central				Δ Sk" B (%)	Δ Ikss B (%)	Δ Ikss C (%)
	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip (KA)	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip (KA)	Demanda alta	Demanda alta	Demanda alta
B_Conocoto(SE23)_B3_138	1120,18	14,06	14,06	33,48	1120,18	14,06	14,06	33,48	0,00	0,00	0,00
B_Conocoto(SE23)_23	122,42	9,22	9,22	25,18	122,42	9,22	9,22	25,18	0,00	0,00	0,00
El_Inga_230	2032,19	16,00	16,00	41,21	2032,19	16,00	16,00	41,21	0,00	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_23	62,51	4,71	4,71	12,71	62,51	4,71	4,71	12,71	0,00	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_B3_138	871,89	10,94	10,94	25,59	871,89	10,94	10,94	25,59	0,00	0,00	0,00
Ibarra_138	309,15	3,88	3,88	8,55	309,15	3,88	3,88	8,55	0,00	0,00	0,00
Ibarra_34,5	77,56	3,89	3,89	9,93	77,56	3,89	3,89	9,93	0,00	0,00	0,00
Pimampiro_138	185,95	2,33	2,33	5,05	185,95	2,33	2,33	5,05	0,00	0,00	0,00
Pomasqui_138	1232,48	15,47	15,47	38,96	1232,48	15,47	15,47	38,96	0,00	0,00	0,00
Pomasqui_230	1649,10	12,98	12,98	32,77	1649,10	12,98	12,98	32,77	0,00	0,00	0,00
B_San_Antonio_138	783,56	9,83	9,83	23,11	783,56	9,83	9,83	23,11	0,00	0,00	0,00
B_San_Antonio_23	62,73	4,72	4,72	12,58	62,73	4,72	4,72	12,58	0,00	0,00	0,00
Santa_Rosa_138	1569,58	19,70	19,70	50,16	1569,58	19,70	19,70	50,16	0,00	0,00	0,00
Tulcan_138	7,18	0,09	0,09	0,23	7,18	0,09	0,09	0,23	0,00	0,00	0,00
Tulcan_69	7,57	0,19	0,19	0,49	7,57	0,19	0,19	0,49	0,00	0,00	0,00
Vicentina_138	1098,50	13,79	13,79	32,95	1098,50	13,79	13,79	32,95	0,00	0,00	0,00
B_Ibarra_TI_13,8	44,50	5,59	5,59	14,60	44,50	5,59	5,59	14,60	0,00	0,00	0,00
B_Pomasqui_ATT_13,8	136,38	17,12	17,12	45,44	136,38	17,12	17,12	45,44	0,00	0,00	0,00
B_Tulcan_ATQ_13,8	6,85	0,86	0,86	2,21	6,85	0,86	0,86	2,21	0,00	0,00	0,00
			Mira_138		116,15	1,46	1,46	3,12	-	-	-
Barras nuevas			Proyecto2_138		100,13	1,26	1,26	2,70	-	-	-
			Proyecto2_34,5		89,13	4,47	4,47	9,86	-	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito bifásico tierra - Proyecto 1

Barras	Sin incluir la nueva central						Incluida la nueva central						ΔSk" B (%)	ΔIkss B (%)	ΔIkss C (%)	
	Demanda alta						Demanda alta									
	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	Ip C (KA)	3xI0 (KA)	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	Ip C (KA)	3xI0 (KA)				Demanda alta
B_Abanico_69	112,03	2,81	2,92	6,47	6,71	3,89	112,03	2,81	2,92	6,47	6,71	3,89	0,00	0,00	0,00	
Cuenca_138	612,52	7,69	7,98	17,02	17,67	8,13	612,52	7,69	7,98	17,02	17,67	8,13	0,00	0,00	0,00	
Cuenca_69	586,12	14,71	14,81	33,88	34,11	19,15	586,12	14,71	14,81	33,88	34,11	19,15	0,00	0,00	0,00	
Cumbaratza_138	211,98	2,66	2,82	5,74	6,09	1,77	211,98	2,66	2,82	5,74	6,09	1,77	0,00	0,00	0,00	
Cumbaratza_69	79,82	2,00	2,06	5,02	5,15	2,42	79,82	2,00	2,06	5,02	5,15	2,42	0,00	0,00	0,00	
B_Delsitanisagua_138	322,15	4,04	4,12	9,87	10,07	2,45	322,15	4,04	4,12	9,87	10,07	2,45	0,00	0,00	0,00	
Gualaceo_138	295,58	3,71	3,83	7,36	7,60	2,61	295,58	3,71	3,83	7,36	7,60	2,61	0,00	0,00	0,00	
La_Paz_138	230,82	2,90	2,91	6,19	6,22	1,90	230,82	2,90	2,91	6,19	6,22	1,90	0,00	0,00	0,00	
Limón_138	155,19	1,95	2,04	3,78	3,97	1,37	155,19	1,95	2,04	3,78	3,97	1,37	0,00	0,00	0,00	
Loja_138	271,20	3,40	3,60	7,86	8,32	3,21	271,20	3,40	3,60	7,86	8,32	3,21	0,00	0,00	0,00	
Loja_69	176,43	4,43	4,55	10,90	11,20	5,87	176,43	4,43	4,55	10,90	11,20	5,87	0,00	0,00	0,00	
Macas_69	133,03	3,34	3,49	7,35	7,69	5,34	133,03	3,34	3,49	7,35	7,69	5,34	0,00	0,00	0,00	
B_Macas_69	131,82	3,31	3,45	7,28	7,60	5,26	131,82	3,31	3,45	7,28	7,60	5,26	0,00	0,00	0,00	
B_Macas_13,8	67,69	8,50	8,79	20,68	21,39	13,27	67,69	8,50	8,79	20,68	21,39	13,27	0,00	0,00	0,00	
Mendez_138	123,51	1,55	1,64	3,06	3,25	1,26	123,51	1,55	1,64	3,06	3,25	1,26	0,00	0,00	0,00	
Molino_138	2430,35	30,50	30,90	79,69	80,74	40,98	2430,35	30,50	30,90	79,69	80,74	40,98	0,00	0,00	0,00	
Uchucay_138	167,27	2,10	2,11	4,42	4,45	1,30	167,27	2,10	2,11	4,42	4,45	1,30	0,00	0,00	0,00	
Uchucay_34,5	191,47	9,61	10,18	21,37	22,63	15,27	191,47	9,61	10,18	21,37	22,63	15,27	0,00	0,00	0,00	
B_Villonaco_35	46,17	2,28	2,28	5,75	5,75	0,00	46,17	2,28	2,28	5,75	5,75	0,00	0,00	0,00	0,00	
B_Villonaco_69	144,54	3,63	3,65	8,39	8,44	4,45	144,54	3,63	3,65	8,39	8,44	4,45	0,00	0,00	0,00	
Yanacocha_138	312,31	3,92	4,09	9,24	9,63	3,40	312,31	3,92	4,09	9,24	9,63	3,40	0,00	0,00	0,00	
Yanacocha_69	178,54	4,48	4,50	11,49	11,53	6,95	178,54	4,48	4,50	11,49	11,53	6,95	0,00	0,00	0,00	
B_Delsitanisagua_U1_13,8	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	0,00	0,00	0,00	
B_Delsitanisagua_U2_13,8	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	0,00	0,00	0,00	
B_Delsitanisagua_U3_13,8	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	256,89	32,24	33,55	82,84	86,21	43,12	0,00	0,00	0,00	
B_Abanico_Grupo1_4,16	71,49	29,76	30,75	74,06	76,51	37,49	71,49	29,76	30,75	74,06	76,51	37,49	0,00	0,00	0,00	
B_Abanico_Grupo2_4,16	94,50	39,34	40,59	97,23	100,30	52,07	94,50	39,34	40,59	97,23	100,30	52,07	0,00	0,00	0,00	
B_Cumbaratza_13,8	26,71	3,35	3,35	8,74	8,74	0,00	26,71	3,35	3,35	8,74	8,74	0,00	0,00	0,00	0,00	
B_Cuenca_ATQ_13,8	157,29	19,74	19,74	50,79	50,79	0,00	157,29	19,74	19,74	50,79	50,79	0,00	0,00	0,00	0,00	
B_Loja_ATQ_13,8	62,86	7,89	7,89	20,32	20,32	0,00	62,86	7,89	7,89	20,32	20,32	0,00	0,00	0,00	0,00	
B_Macas_TRQ_13,8	67,03	8,41	8,41	19,18	19,18	0,00	67,03	8,41	8,41	19,18	19,18	0,00	0,00	0,00	0,00	
B_Yanacocha_ATQ_13,8	38,90	4,88	4,88	13,09	13,09	0,00	38,90	4,88	4,88	13,09	13,09	0,00	0,00	0,00	0,00	
Barras nuevas							Proyecto_1_138	198,69	2,49	2,53	5,18	5,25	1,56	-	-	-
							Proyecto_1_34,5	182,12	9,14	9,56	21,07	22,03	14,59	-	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito bifásico tierra - Proyecto 2

Barras	Sin incluir la nueva central						Incluida la nueva central						ΔSk" B (%)	ΔIkss B (%)	ΔIkss C (%)
	Demanda alta						Demanda alta								
	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	Ip C (KA)	3xI0 (KA)	Sk" B (MVA)	Ikss B (KA)	Ikss C (KA)	Ip B (KA)	Ip C (KA)	3xI0 (KA)			
B_Conocoto(SE23)_B3_138	1318,19	16,54	15,69	39,40	37,37	15,81	1318,19	16,54	15,69	39,40	37,37	15,81	0,00	0,00	1318,19
B_Conocoto(SE23)_23	143,20	10,78	10,93	29,46	29,86	11,48	143,20	10,78	10,93	29,46	29,86	11,48	0,00	0,00	143,20
El_Inga_230	2736,73	21,55	21,69	55,50	55,86	29,06	2736,73	21,55	21,69	55,50	55,86	29,06	0,00	0,00	2736,73
B_Gualo(SE14)_23	72,42	5,45	5,56	14,73	15,00	5,71	72,42	5,45	5,56	14,73	15,00	5,71	0,00	0,00	72,42
B_Gualo(SE14)_B3_138	976,33	12,25	11,83	28,65	27,67	10,07	976,33	12,25	11,83	28,65	27,67	10,07	0,00	0,00	976,33
Ibarra_138	345,28	4,33	4,56	9,55	10,06	4,36	345,25	4,33	4,56	9,55	10,06	4,36	0,01	0,01	345,28
Ibarra_34,5	111,34	5,59	5,72	14,25	14,58	8,20	111,34	5,59	5,72	14,25	14,58	8,20	0,00	0,00	111,34
Pimampiro_138	198,97	2,50	2,53	5,41	5,47	1,86	198,95	2,50	2,53	5,40	5,47	1,86	0,01	0,00	198,97
Pomasqui_138	1513,20	18,99	18,70	47,84	47,10	21,54	1513,19	18,99	18,70	47,84	47,10	21,54	0,00	0,00	1513,20
Pomasqui_230	1922,27	15,13	14,68	38,20	37,05	14,65	1922,27	15,13	14,68	38,20	37,05	14,65	0,00	0,00	1922,27
B_San_Antonio_138	880,08	11,05	10,79	25,96	25,35	9,48	880,07	11,05	10,79	25,96	25,35	9,48	0,00	0,00	880,08
B_San_Antonio_23	72,57	5,47	5,60	14,55	14,91	5,76	72,57	5,47	5,60	14,55	14,91	5,76	0,00	0,00	72,57
Santa_Rosa_138	2751,84	34,54	33,05	87,94	84,16	55,02	2751,83	34,54	33,05	87,94	84,16	55,02	0,00	0,00	2751,84
Tulcan_138	13,56	0,17	0,17	0,44	0,44	0,28	13,56	0,17	0,17	0,44	0,44	0,28	0,00	0,00	13,56
Tulcan_69	15,33	0,38	0,38	0,67	0,67	0,64	15,33	0,38	0,38	0,67	0,67	0,64	0,00	0,00	15,33
Vicentina_138	1291,61	16,21	15,75	38,75	37,66	16,17	1291,61	16,21	15,75	38,75	37,66	16,17	0,00	0,00	1291,61
B_Ibarra_TI_13,8	44,50	5,59	5,59	14,60	14,60	0,00	44,50	5,59	5,59	14,60	14,60	0,00	0,00	0,00	44,50
B_Pomasqui_ATT_13,8	136,38	17,12	17,12	45,44	45,44	0,00	136,38	17,12	17,12	45,44	45,44	0,00	0,00	0,00	136,38
B_Tulcan_ATQ_13,8	6,85	0,86	0,86	2,21	2,21	0,00	6,85	0,86	0,86	2,21	2,21	0,00	0,00	0,00	6,85
				Mira_138			122,51	1,54	1,54	3,30	3,30	0,99	-	-	-
Barras nuevas				Proyecto2_138			105,40	1,32	1,33	2,84	2,85	0,84	-	-	-
				Proyecto2_34,5			163,66	8,22	8,37	18,10	18,43	13,96	-	-	-

Nota: Fuente: Autor

Cortocircuito monofásico - Proyecto 1

Barras	Sin incluir la nueva central				Incluida la nueva central				ΔSk" A (%)	ΔIkss A (%)
	Demanda alta				Demanda alta					
	Sk" A (MVA)	Ikss A (KA)	Ip A (KA)	3xI0 (KA)	Sk" A (MVA)	Ikss A (KA)	Ip A (KA)	3xI0 (KA)	Demanda alta	Demanda alta
B_Abanico_69	119,32	3,00	6,89	3,00	119,32	3,00	6,89	3,00	0,00	0,00
Cuenca_138	630,59	7,91	17,52	7,91	630,57	7,91	17,52	7,91	0,00	0,00
Cuenca_69	613,35	15,40	35,45	15,40	613,35	15,40	35,45	15,40	0,00	0,00
Cumbaratza_138	179,10	2,25	4,85	2,25	179,10	2,25	4,85	2,25	0,00	0,00
Cumbaratza_69	84,58	2,12	5,32	2,12	84,58	2,12	5,32	2,12	0,00	0,00
B_Delsintanisagua_138	255,99	3,21	7,85	3,21	255,98	3,21	7,85	3,21	0,00	0,00
Gualaceo_138	253,50	3,18	6,31	3,18	253,50	3,18	6,31	3,18	0,00	0,00
La_Paz_138	189,45	2,38	5,08	2,38	189,38	2,38	5,08	2,38	0,04	0,00
Limón_138	133,58	1,68	3,25	1,68	133,58	1,68	3,25	1,68	0,00	0,00
Loja_138	272,21	3,42	7,89	3,42	272,21	3,42	7,89	3,42	0,00	0,00
Loja_69	188,16	4,72	11,63	4,72	188,16	4,72	11,63	4,72	0,00	0,00
Macas_69	134,58	3,38	7,44	3,38	134,58	3,38	7,44	3,38	0,00	0,00
B_Macas_69	133,68	3,36	7,38	3,36	133,68	3,36	7,38	3,36	0,00	0,00
B_Macas_13,8	68,81	8,64	21,03	8,64	68,81	8,64	21,03	8,64	0,00	0,00
Mendez_138	115,19	1,45	2,85	1,45	115,19	1,45	2,85	1,45	0,00	0,00
Molino_138	2556,55	32,09	83,83	32,09	2556,55	32,09	83,83	32,09	0,00	0,00
Uchucay_138	132,80	1,67	3,51	1,67	132,76	1,67	3,51	1,67	0,03	0,00
Uchucay_34,5	196,67	9,87	21,95	9,87	196,67	9,87	21,95	9,87	0,00	0,00
B_Villonaco_35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Villonaco_69	152,12	3,82	8,83	3,82	152,12	3,82	8,83	3,82	0,00	0,00
Yanacocha_138	301,52	3,78	8,92	3,78	301,51	3,78	8,92	3,78	0,00	0,00
Yanacocha_69	178,27	4,47	11,47	4,47	178,27	4,47	11,47	4,47	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U1_13,8	279,51	35,08	90,14	35,08	279,51	35,08	90,14	35,08	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U2_13,8	279,51	35,08	90,14	35,08	279,51	35,08	90,14	35,08	0,00	0,00
B_Delsitanisagua_U3_13,8	279,51	35,08	90,14	35,08	279,51	35,08	90,14	35,08	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo1_4,16	76,30	31,77	79,04	31,77	76,30	31,77	79,04	31,77	0,00	0,00
B_Abanico_Grupo2_4,16	100,89	42,01	103,81	42,01	100,89	42,01	103,81	42,01	0,00	0,00
B_Cumbaratza_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Cuenca_ATQ_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Loja_ATQ_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Macas_TRQ_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Yanacocha_ATQ_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barras nuevas										
			Proyecto_1_138		158,93	1,99	4,14	1,99	-	-
			Proyecto_1_34,5		184,27	9,25	21,32	9,25	-	-

Nota: Fuente: Autor

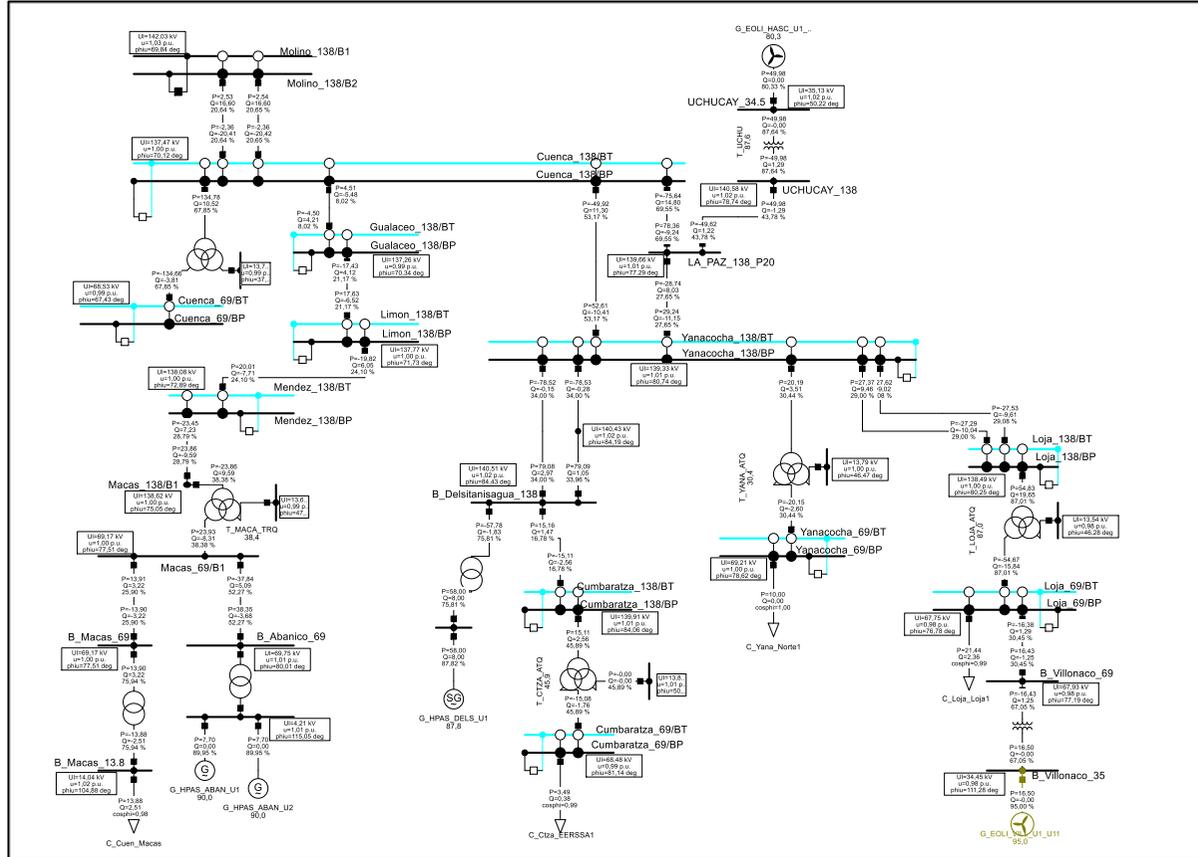
Cortocircuito monofásico - Proyecto 2

Barras	Sin incluir la nueva central				Incluida la nueva central				$\Delta S_k'' A$	$\Delta I_{kss} A$
	Sk'' A (MVA)	Ikss A (KA)	Ip A (KA)	3xI0 (KA)	Sk'' A (MVA)	Ikss A (KA)	Ip A (KA)	3xI0 (KA)	(%) Demanda alta	(%) Demanda alta
B_Conocoto(SE23)_B3_138	1277,34	16,03	38,18	16,03	1277,34	16,03	38,18	16,03	0,00	0,00
B_Conocoto(SE23)_23	146,67	11,05	30,17	11,05	146,67	11,05	30,17	11,05	0,00	0,00
El_Inga_230	2868,28	22,58	58,17	22,58	2868,28	22,58	58,17	22,58	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_23	73,95	5,57	15,04	5,57	73,95	5,57	15,04	5,57	0,00	0,00
B_Gualo(SE14)_B3_138	893,02	11,21	26,21	11,21	893,02	11,21	26,21	11,21	0,00	0,00
Ibarra_138	352,31	4,42	9,74	4,42	352,21	4,42	9,74	4,42	0,03	0,03
Ibarra_34,5	115,70	5,81	14,81	5,81	115,69	5,81	14,81	5,81	0,00	0,00
Pimampiro_138	175,30	2,20	4,76	2,20	175,13	2,20	4,76	2,20	0,10	0,00
Pomasqui_138	1556,22	19,53	49,20	19,53	1556,21	19,53	49,20	19,53	0,00	0,00
Pomasqui_230	1882,12	14,82	37,40	14,82	1882,11	14,82	37,40	14,82	0,00	0,00
B_San_Antonio_138	823,59	10,34	24,29	10,34	823,57	10,34	24,29	10,34	0,00	0,00
B_San_Antonio_23	74,42	5,60	14,92	5,60	74,42	5,60	14,92	5,60	0,00	0,00
Santa_Rosa_138	2567,84	32,23	82,06	32,23	2567,84	32,23	82,06	32,23	0,00	0,00
Tulcan_138	11,64	0,15	0,38	0,15	11,64	0,15	0,38	0,15	0,00	0,00
Tulcan_69	12,59	0,32	0,60	0,32	12,59	0,32	0,60	0,32	0,00	0,00
Vicentina_138	1278,01	16,04	38,34	16,04	1278,01	16,04	38,34	16,04	0,00	0,00
B_Ibarra_TI_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Pomasqui_ATT_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B_Tulcan_ATQ_13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			Mira_138		99,37	1,25	2,67	1,25	-	-
Barras nuevas			Proyecto2_138		84,5	1,06	2,28	1,06	-	-
			Proyecto2_34,5		150,24	7,54	16,62	7,54	-	-

Nota: Fuente: Autor

1.26. Anexo 5. Esquemas y análisis

Zona 1: Periodo seco demanda alta sin incluir la nueva central



Nota: Fuente: Autor

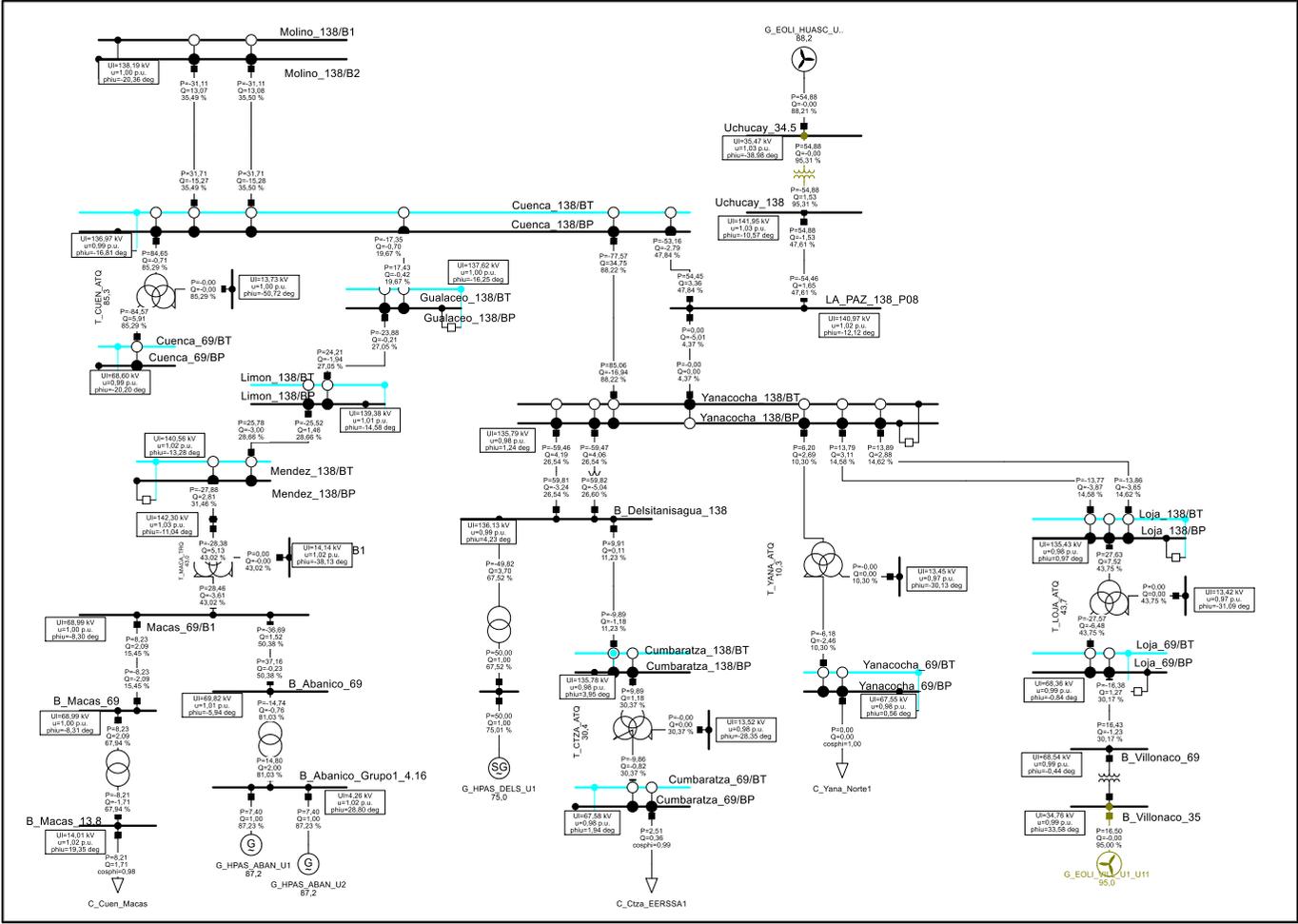
En cuanto a los niveles de voltaje en esta condición se constata que todas las barras se encuentran dentro del rango del 5% permisible para su operación, siendo el voltaje máximo en por unidad 1,02 [p.u.] perteneciente a la barra “Molino_138” mientras que el voltaje más bajo corresponde al valor de la barra “Loja_69” correspondiente a 0,98 [p.u.].

En líneas de transmisión, se pudo encontrar que la máxima cargabilidad encontrada corresponde a 73,81 % en la línea Cuenca la Paz etiquetada “L_CUEN_LA_PAZ”, de modo que es una línea importante a considerar durante el análisis al ingreso de la nueva central denominada proyecto 1.

El transformador que presenta mayor cargabilidad se encuentra en la subestación elevadora Uchucay, trabajando a un 87,72% de su capacidad nominal.

Al observar los despachos el único aspecto relevante encontrado es que la “Central Eólica Villonaco” y la “Central Eólica Minas de Huascachaca” se encuentra con una cargabilidad del 95%.

Zona 1: Periodo seco demanda baja sin incluir la nueva central



Nota: Fuente: Autor

Cuando baja la demanda los voltajes se mantienen dentro del rango permisible al igual como ocurre en el caso anterior, y se puede ubicar el voltaje máximo en las barras “Uchucay_138” y “Uchucay_34,5” con valor de 1,03 [p.u.] mientras que el voltaje mínimo se ubica en la barra “Yanacocha-69” con valor de 0,98 [p.u.].

Referente a las líneas de transmisión se encontró que la línea etiquetada como “L_CUEN_YANA_1_1” perteneciente al tramo ubicado entre las barras Cuenca y Yanacocha; bajo estas condiciones opera a un 87,95 % de su capacidad, lo cual la vuelve un foco de atención al considerar la inserción de la nueva central.

Al evaluar la cargabilidad de los transformadores se encontró que existen tres que operan sobre el 80 % de su capacidad, siendo el transformado de la subestación reductora Cuenca con etiqueta “T_CUEN_ATQ” el más cargado al 84,69 %, seguido por el transformador de la subestación cuenca “T_UCHU” y por el transformador de la unidad 1 de la central hidroeléctrica Abanico, “T_ABAN_U1”.

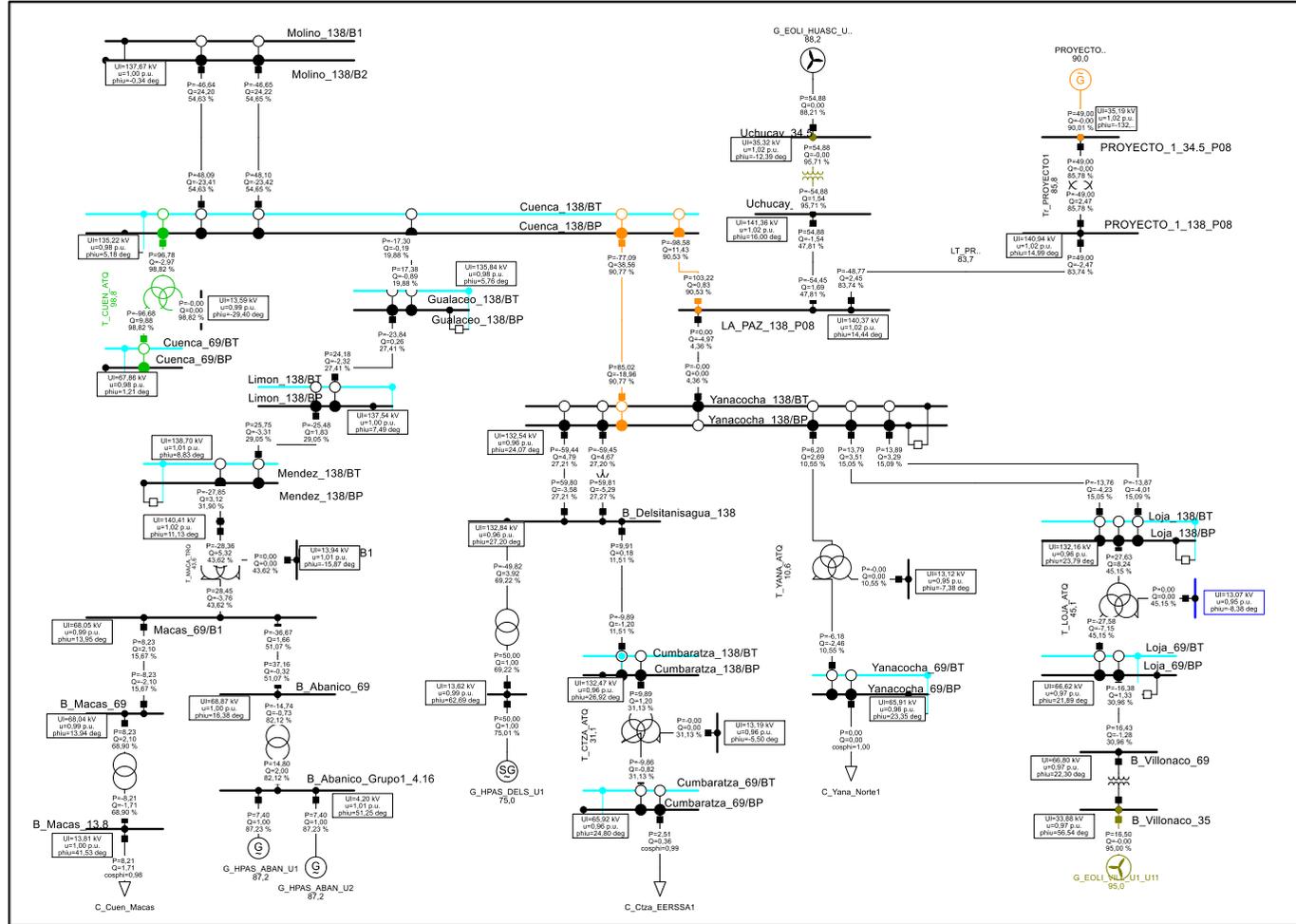
Al observar los despachos se encuentra que la “Central eólica Villonaco” despacha al 95 % de su capacidad nominal pero solo entrega potencia activa, un caso bastante similar es el de la “Central Eólica Minas de Huascachaca”, la cual despacha al 88,27 % de su capacidad.

Al considerar los voltajes de este escenario, se logró encontrar que todos los voltajes se encuentran dentro del límite seguro de operación $\pm 5\%$, Siendo el voltaje máximo encontrado 1,02 [p.u.] y el mínimo 0,968 [p.u.] correspondiente a las barras “Molino_138” y “B_Loja_ATQ_13,8”.

Al analizar las líneas se encontró a la línea “L_CUEN_LA_PAZ” con una cargabilidad de 108,48 %, este problema se lo puede solucionar colocando una línea en paralelo de las mismas características a las instaladas actualmente.

Durante el análisis también se encontraron transformadores con cargas de 87,82 %; 86,23 %; 88,60 % y 87,17 % correspondiente a “T_LOJA_ATQ”, “T_ABAN_U1”, “T_UCHU” y “TR_PROYECTO1”.

Zona 1: Periodo seco demanda baja incluida la nueva central con generación máxima



Nota: Fuente: Autor

En este escenario se observa que el voltaje máximo encontrado es de 1,02 [p.u.] y el voltaje mínimo es 0,95 [p.u.], valores que se encuentran dentro del límite de operación seguro y se encuentra en las barras de la subestación “Uchucay” tanto en alto como en bajo voltaje y en la barra “B_Yanacocha_ATQ_13,8”.

Hay un caso muy particular y se encuentra en la barra “B_Loja_ATQ_13,8” la cual tiene una caída de voltaje severa llegando a 0,947 [p.u.], este problema puede ser solucionado de una manera relativamente sencilla, pues basta con cambiar la posición del TAP de alto voltaje de la posición 3 a la posición 2.

Se observa que dentro de la zona existen líneas trabajando por arriba del 90 % de su capacidad, entre ellas se encuentran las líneas “L_CUEN_YANA_1_1” y “L_CUEN_LA_PAZ” con una carga de 90,768% y 90,53% respectivamente, esto no representa problemas, sin embargo, es importante mencionarlo, ya que se encuentran en el límite de operación seguro.

El transformador etiquetado “T_CUEN_ATQ” se encuentra con una carga del 98,82% de su capacidad; este problema se puede solucionar colocando una segunda unidad en paralelo.

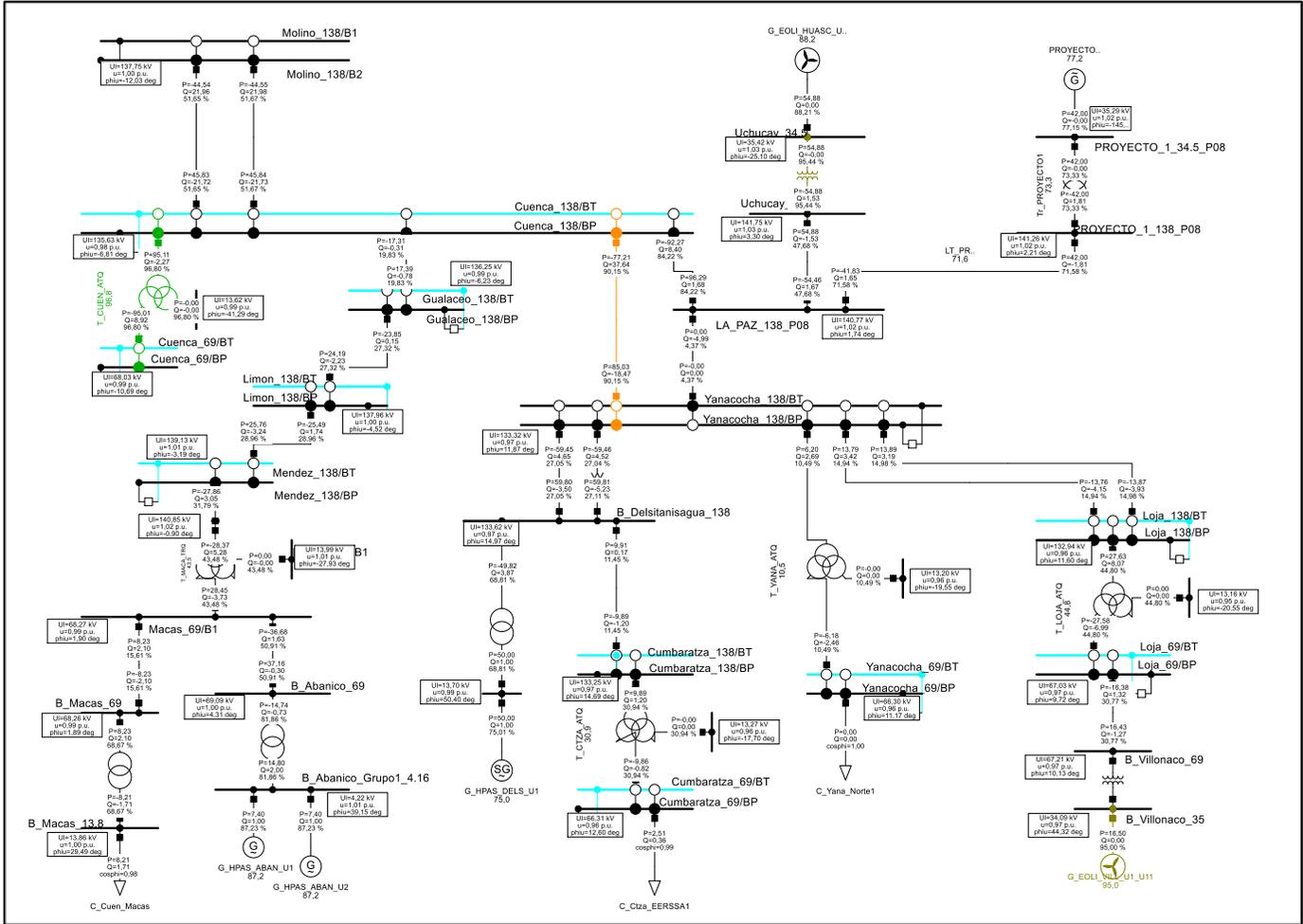
En el caso del transformador “T_ABAN_U1” y “T_UCHU” la cargabilidad fruto del despacho entregados por las centrales “Abanico” y “Delsintanisagua” se encuentran en 82,11% y 95,71% de su capacidad nominal.

En este escenario los voltajes se mantienen dentro del rango permitido $\pm 5\%$, siendo el voltaje máximo 1,02 [p.u.] y el mínimo 0,97 [p.u.] correspondiente a las barras “Molino_138” y “B_Loja_ATQ_13,8”.

En este escenario las líneas de transmisión trabajan sin problemas, sin embargo, la línea “L_CUEN_LA_PAZ” tiene problemas debido a que muestra una carga de 103,02%, la solución ya se la mostró con anterioridad.

Al analizar los transformadores se encontró que la gran mayoría trabaja por debajo del 80 % de su capacidad; existen tres transformadores que superan ese valor, el primero es el transformador “T_LOJA_ATQ” con una cargabilidad de 87,0718% y los transformadores de las unidades generadoras “Abanico” y “Minas de Huascachaca” correspondiente a 85,75 % y 88,11% respectivamente.

Zona 1: Periodo seco demanda baja incluida la nueva central con generación mínima



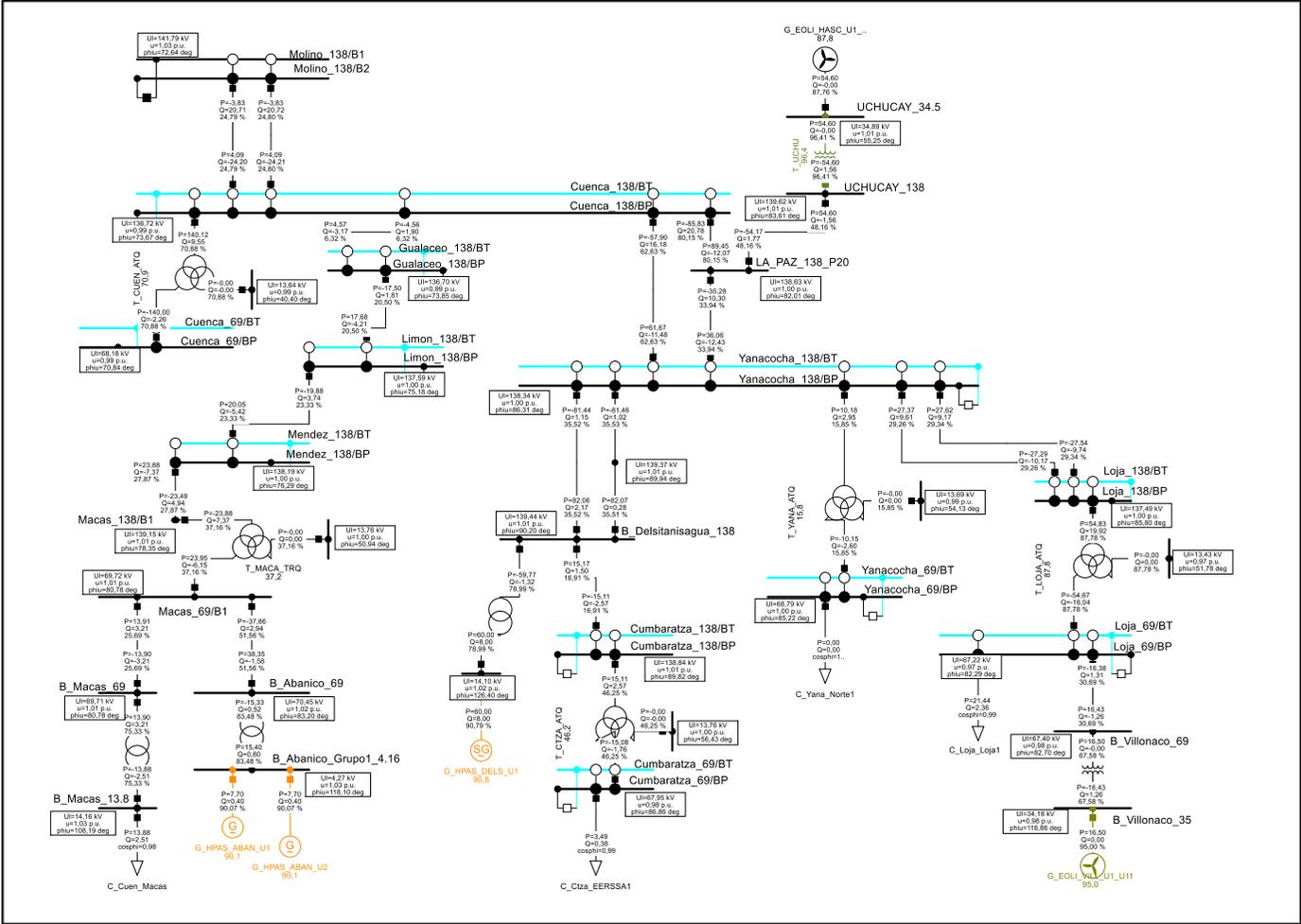
Al igual como ocurre con escenarios anteriores los voltajes se encuentran dentro del rango de operación segura permitido, siendo el voltaje máximo 1,03 [p.u.] encontrado en las barras “Uchucay_138”, “Uchucay_34,5” y “Proyecto_1_138” mientras que el voltaje mínimo es de 0,95 [p.u.] correspondiente a la barra “B_Loja_ATQ_13,8”.

Referente a líneas de transmisión, se pudo encontrar que la línea “L_CUEN_YANA_1_1” y la línea “L_CUEN_LA_PAZ” trabajan al 90,15% y 84,22 % de su capacidad nominal.

El transformador “T_CUEN_ATQ” en este escenario se encuentra trabajando al 96,80% de su capacidad, lo cual indica que es necesario colocar una unidad en paralelo para descargar al transformador.

Al igual como ocurrió en los casos anteriores, los transformadores “T_ABAN_U1” y “T_UCHU” presentan una cargabilidad de 81,86% y 95,44% respectivamente, producto del despacho entregado por las unidades generadoras encontradas.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda alta sin central



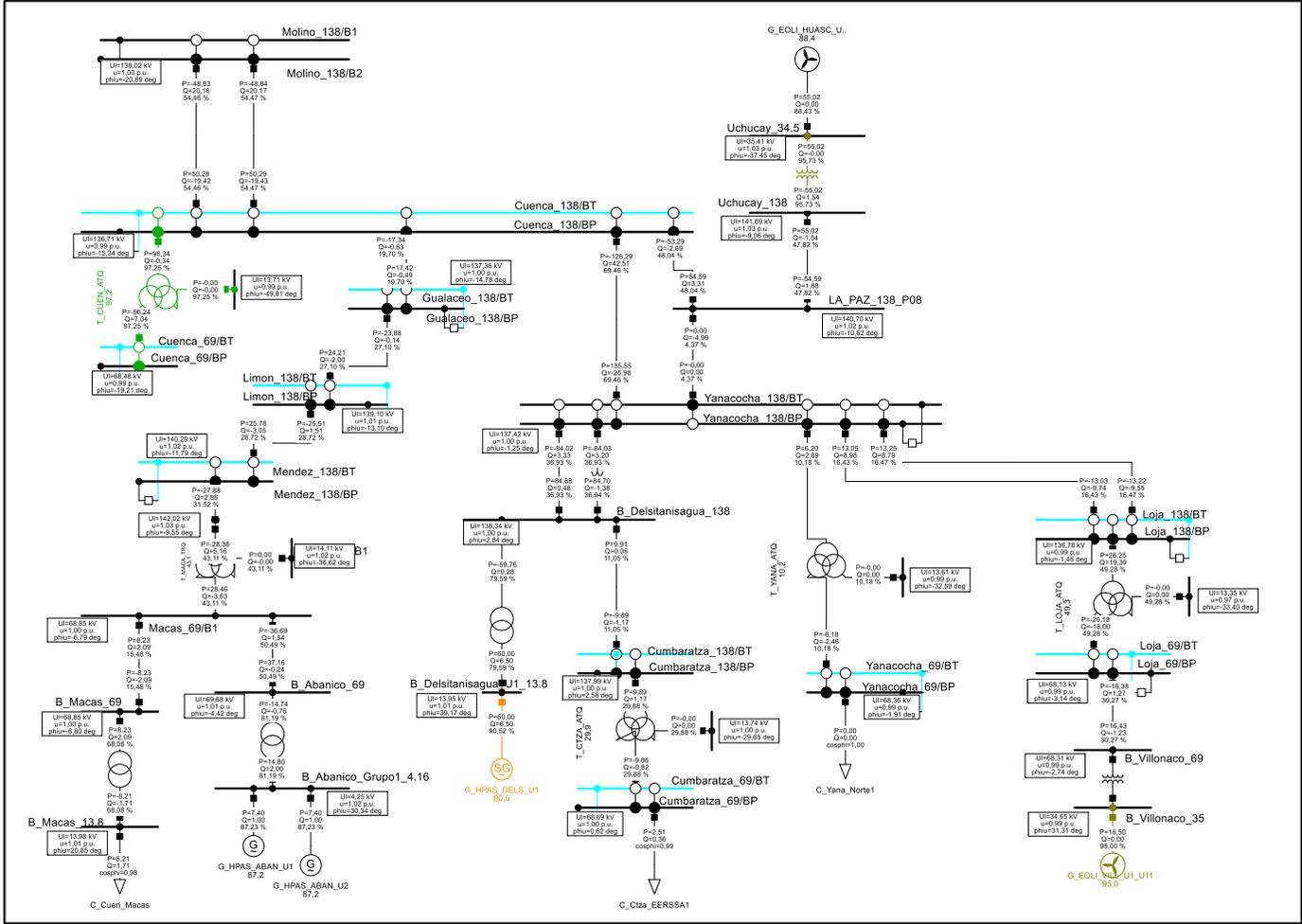
Nota: Fuente: Autor

En cuanto a los niveles de voltaje en esta condición se constata que todas las barras se encuentran dentro del rango del 5% permisible para su operación, siendo el voltaje máximo en por unidad 1,03 [p.u.] perteneciente a la barra “Molino_138” mientras que el voltaje más bajo corresponde al valor de la barra “Loja_69” correspondiente a 0,97 [p.u.].

En líneas de transmisión, se pudo encontrar que la máxima cargabilidad encontrada corresponde a 80,15% en la línea Cuenca la Paz etiquetada “L_CUEN_LA_PAZ”, de modo que es una línea importante a considerar durante el análisis al ingreso de la nueva central denominada proyecto 1.

En transformadores el que presenta mayor cargabilidad corresponde al transformador de la subestación elevadora “Uchucay”, trabajando a un 96,41% de su capacidad nominal.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda baja sin central



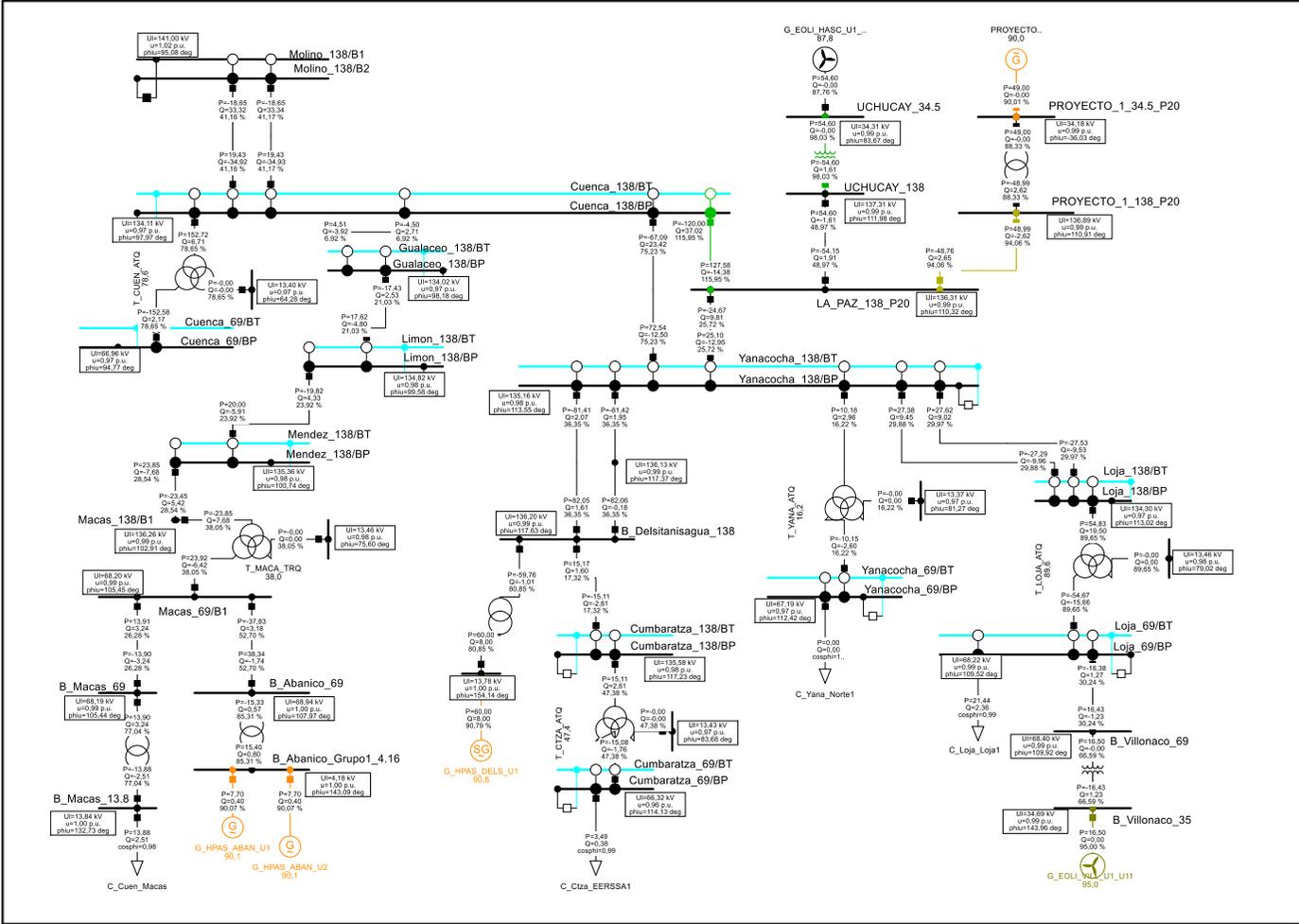
Nota: Fuente: Autor

Cuando baja la demanda los voltajes se mantienen dentro del rango permisible al igual como ocurre en el caso anterior, y se puede ubicar el voltaje máximo en las barras “Uchucay_138” y “Uchucay_34,5” con valor de 1,03 [p.u.] mientras que el voltaje mínimo se ubica en la barra “B_Loja_ATQ_13.8” con valor de 0,97 [p.u.].

Referente a las líneas de transmisión se encontró que la línea etiquetada como “L_CUEN_YANA_1_1” perteneciente al tramo ubicado entre las barras Cuenca y Yanacocha; bajo estas condiciones opera a un 69,46 % de su capacidad.

Al evaluar la cargabilidad de los transformadores se encontró que existen tres que operan sobre el 80 % de su capacidad, siendo el transformador de la subestación reductora Cuenca con etiqueta “T_CUEN_ATQ” el más cargado al 97,25 %, seguido por el transformador de la subestación cuenca “T_UCHU” y por el transformador de la unidad 1 de la central hidroeléctrica Abanico, “T_ABAN_U1”.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda alta incluida la nueva central con generación máxima

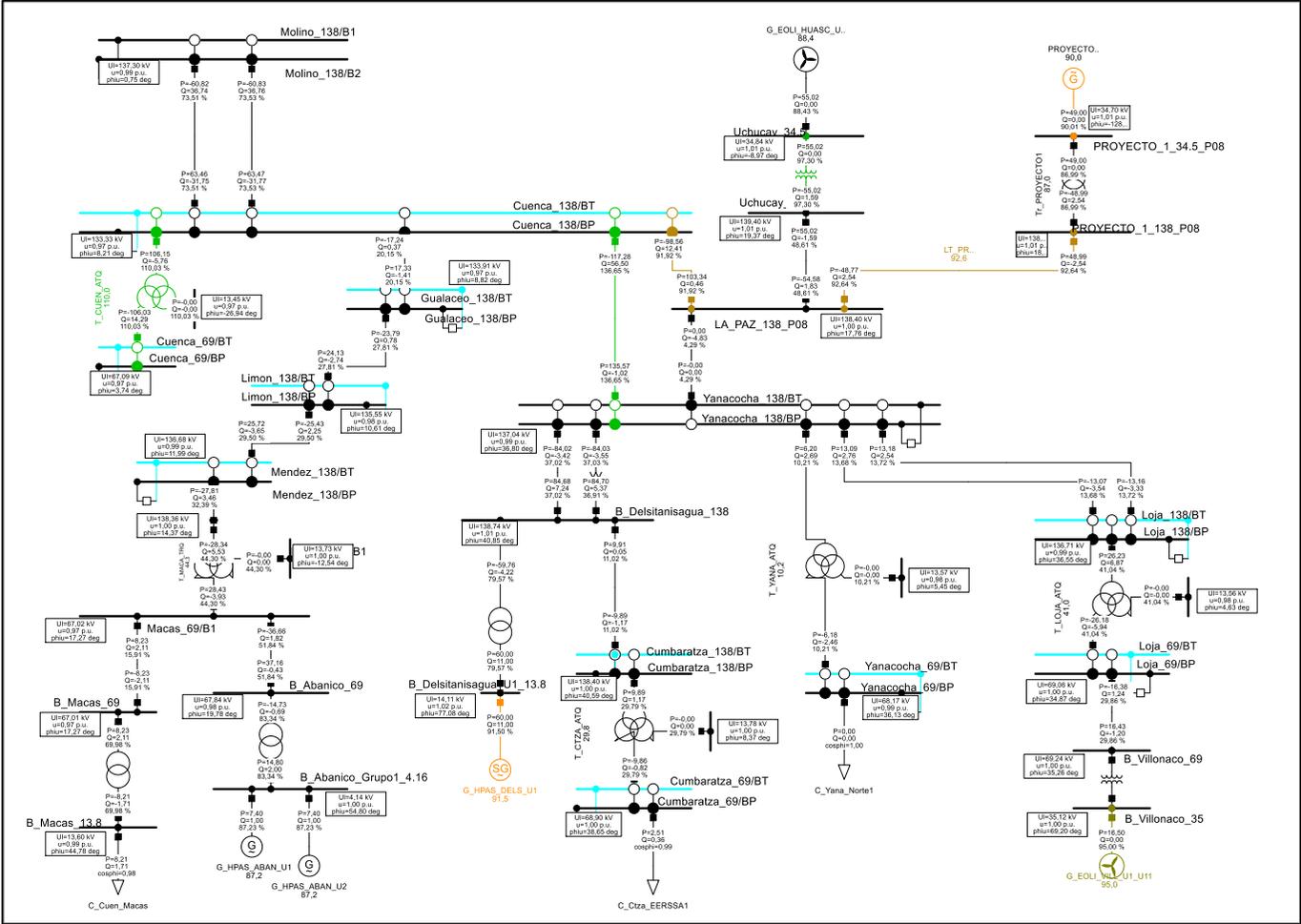


En este escenario, al incluir la central y configurar las condiciones de generación máxima (potencia máxima esperada a la velocidad máxima esperada en la zona), se encontró que los voltajes se mantienen en el rango del 5 % permitido, siendo el voltaje más alto el encontrado en la barra “Molino_138” y el mínimo encontrado en la barra “Cumbaratza_69”, los valores corresponden a 1,02 [p.u.] y 0,96 [p.u.] .

Al observar las líneas, de manera general en el sistema no se supera el 80% de cargabilidad, las únicas excepciones encontradas corresponden a la línea nueva “LT_PROYECTO1_LA_PAZ”, que se encuentra cargada al 94,06 %, indicando claramente que el sistema tiene capacidad para soportar despachos con viento ligeramente mayores y la línea que conecta la subestación Cuenca y la subestación La paz etiquetada “L_CUEN_LA_PAZ”, presentando una cargabilidad crítica de 115,95%, esta última se considera como un problema que puede solucionarse incluyendo una línea en paralelo de las mismas capacidades a la actual instalada.

Al observar los transformadores se observan varios trabajando por arriba del 80 % de su cargabilidad, de manera específica estos casos corresponden a los transformadores denominados “T_LOJA_ATQ”, “T_ABAN_U1”, “T_UCHU” y “TR_PROYECTO1”, donde sus valores de cargabilidad corresponden a 89,65 %; 85,31 %; 98,03% y 88,33 % respectivamente, de manera particular estos valores no representan un problema, sin embargo se los menciona porque pueden traer problemas a futuro en especial si se pretende integrar mayor unidades de generación en esta zona o en las centrales Delsintanisagua y Cumbaratza.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda baja incluida la nueva central con generación máxima



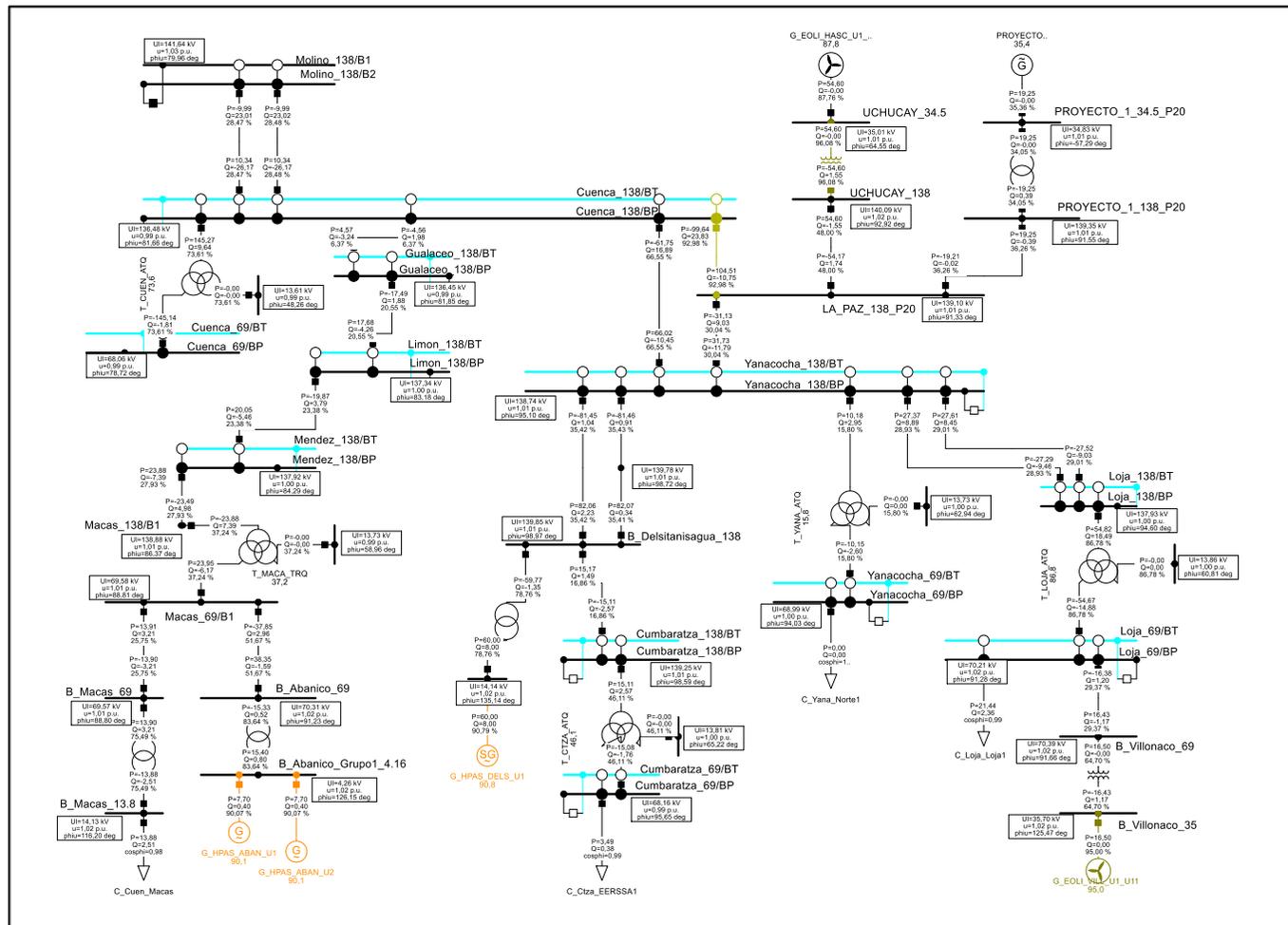
Al observar los voltajes en las barras bajo la condición mencionada, se encontró que el mayor voltaje encontrado es 1,02 [p.u.] correspondiente a las barras “B_Delsitanisagua_U1, U2 y U3”; mientras que el mínimo voltaje corresponde a 0,966 [p.u.] ubicado en la barra “Cuenca_138 “.

Bajo esta condición se identifican algunos problemas de sobrecarga en las líneas, en especial en las líneas “L_CUEN_YANA_1_1” con cargabilidad de 136,65 %, esta línea representa un problema que puede ser solucionado repotenciando mediante una segunda línea paralela de las mismas características antes de la inclusión de la nueva central.

Al observar los transformadores se observa que el caso más crítico de sobrecarga se lo ubica en el transformador reductor de la subestación Cuenca etiquetado “T_CUEN_ATQ” con una cargabilidad de 110,03 %, lo cual muestra la necesidad de colocar un segundo transformador en paralelo.

Existen otros dos transformadores que muestran valores de cargabilidad superiores al 80%, sin embargo, al ser parte de la central “Delsitanisagua” y “Abanico” no van a presentar mayores afectaciones, a excepción del caso en el que se considere instalar mayores unidades generadoras; pero ese aspecto queda fuera del alcance de este proyecto.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda alta incluida la nueva central con generación mínima

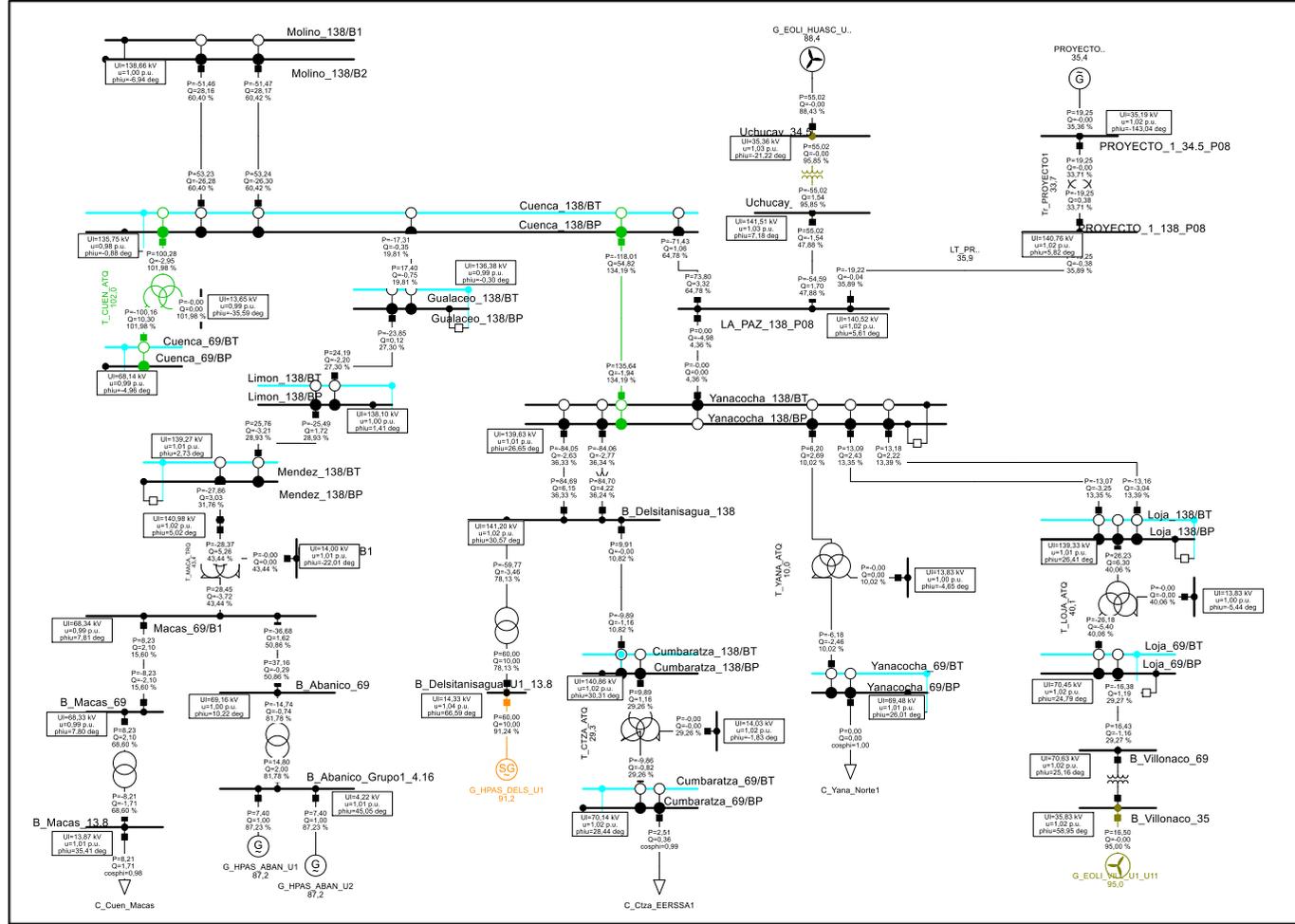


En este escenario, se observa que los voltajes se mantienen dentro del rango permitido $\pm 5\%$, siendo el máximo voltaje encontrado 1,03 [p.u.] en la barra " Molino_138", mientras que el voltaje mínimo es de 0,987 [p.u.] ubicado en la barra "B_Cuenca_ATQ_13,8".

Al observar las líneas de transmisión de todo el sistema, se pudo encontrar que todas las líneas se encuentran operando en límites seguros, la línea que mayor cargabilidad en este escenario corresponde a la línea "L_CUEN_LA_PAZ" con cargabilidad de 92,98%.

En cuanto a los transformadores se pudo encontrar que de manera similar a como ocurre con las líneas se encuentran operando en niveles seguros, siendo el 96,08 % el valor máximo de cargabilidad encontrado para el transformador "T_UCHU"; de igual manera se encontró que los transformadores "T_LOJA_ATQ" y "T_ABAN_U1" tienen una cargabilidad de 86,78 % y 83,65 % de modo que no representan problemas al integrar la nueva central.

Zona 1: Periodo lluvioso demanda baja incluida la nueva central con generación mínima



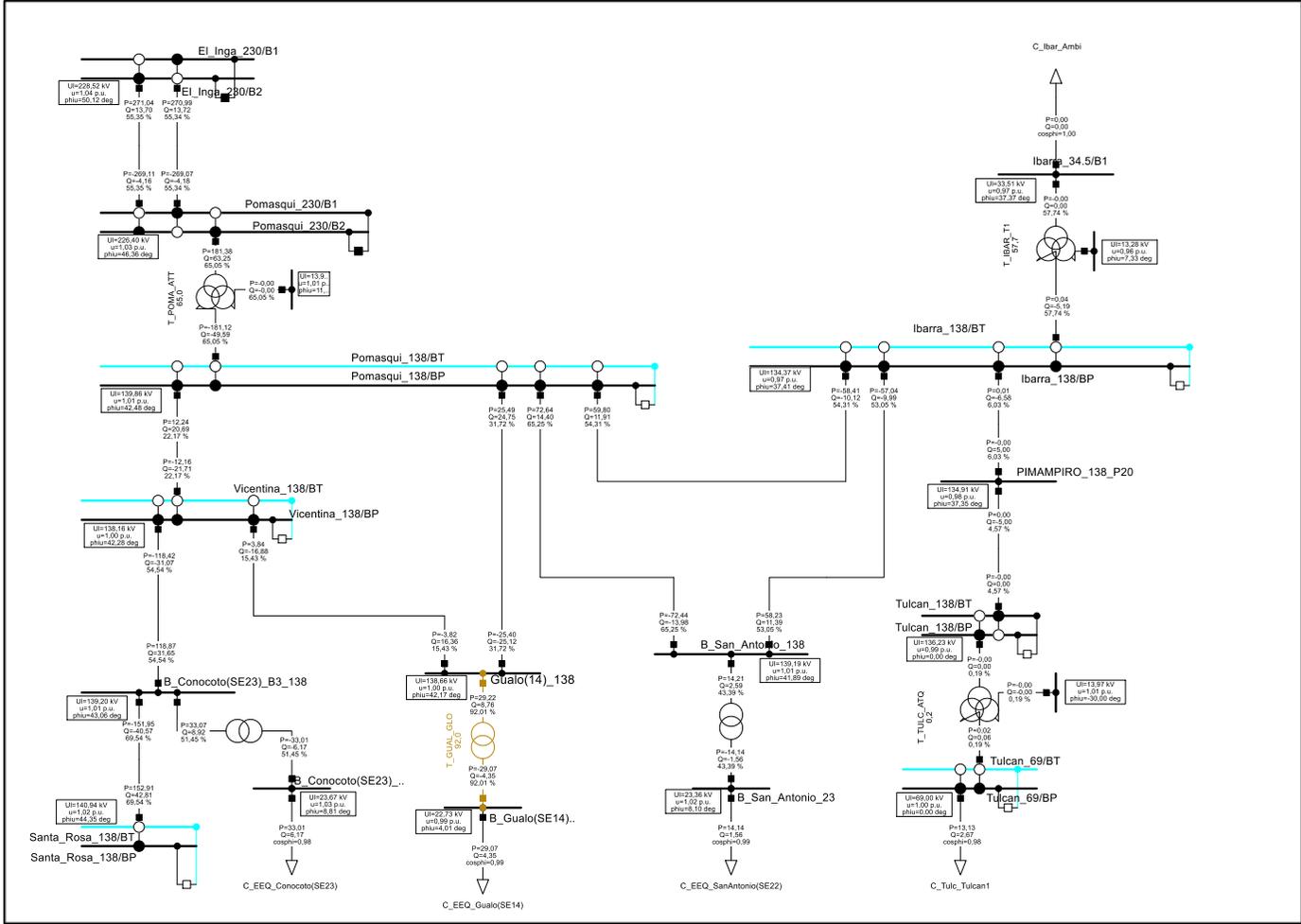
Para este último escenario las condiciones de voltaje se encuentran dentro de los rangos establecidos $\pm 5\%$, siendo el voltaje máximo 1,03 [p.u.] y mínimo 0,983 [p.u.] ubicados en las barras “Uchucay_138 y Uchucay_34,5” y “Cuenca_138” respectivamente.

La línea de transmisión que presenta un problema de sobrecarga corresponde a la denominada “L_CUEN_YANA_1_1”, dando un valor de sobrecarga del 134,18%, de manera que una solución factible consiste en agregar una línea paralelo con las mismas características,

Finalmente, el transformador que mayores problemas de cargabilidad presenta es el denominado “T_CUEN_ATQ” con carga de 101,98% de su capacidad nominal, donde el problema es solucionado al considerar la inclusión de un segundo transformador en paralelo.

De igual manera se pudo constatar que el transformador de la subestación elevadora “Uchucay” presenta una cargabilidad de 98,85%, lo cual es normal considerando que la “Central eólica Minas de Huascachaca” se encuentra a plena carga, un caso similar ocurre con los transformadores de la “Central hidroeléctrica Abanico”, los cuales trabajan al 81,78% de su capacidad nominal.

Zona 2: Periodo seco demanda alta sin incluir la nueva central

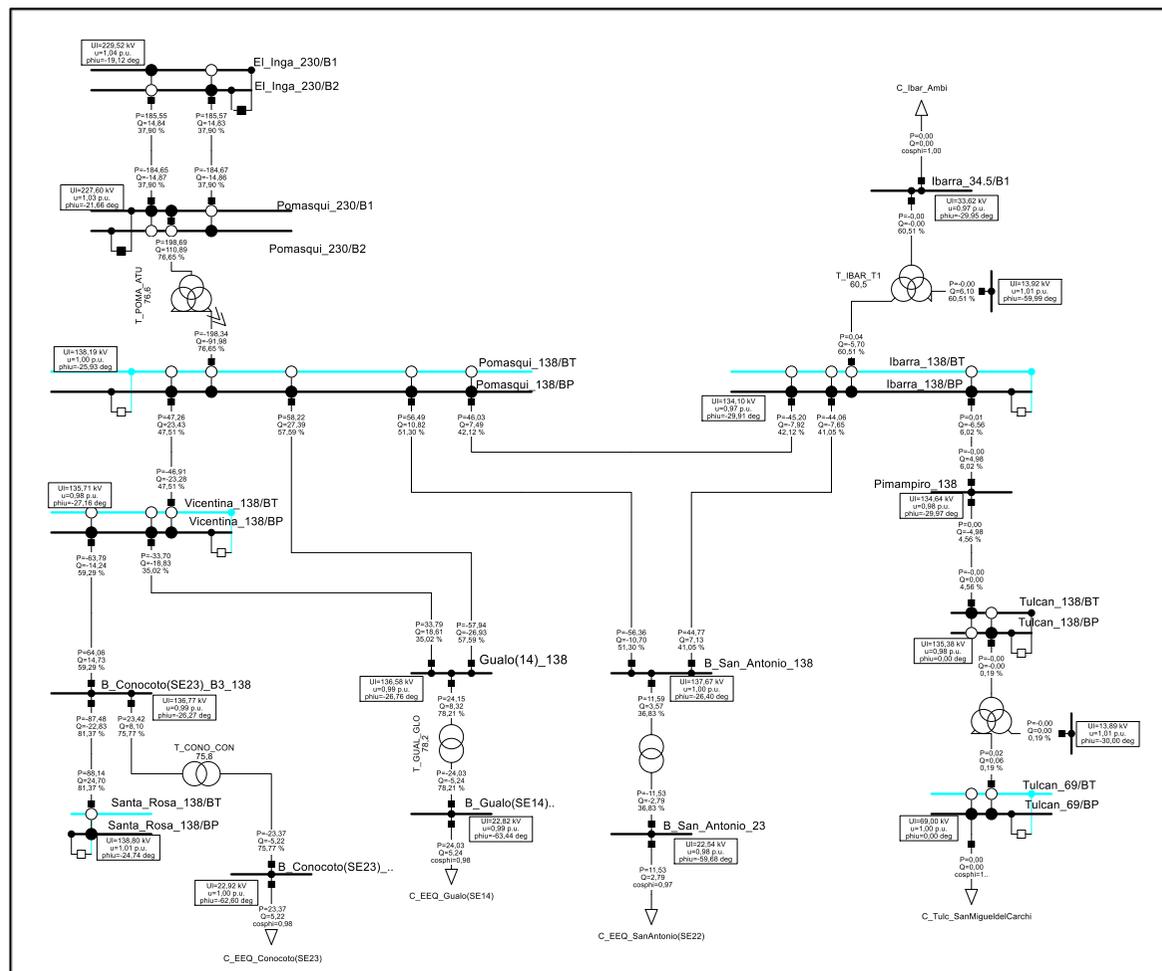


Los voltajes en esta zona se encuentran dentro del rango del 5% permitido para su operación registrando un voltaje máximo y mínimo en las barras “El_Inga_230” y la barra “Ibarra 34_5” entregando valores de 1,03 [p.u.] y 0,97 [p.u.] respectivamente.

En las líneas de transmisión se muestra que existe una línea cargada al 81,37% de su capacidad, tal línea corresponde al tramo ubicado entre Conocoto y Santa Rosa denominada “L_CONO_SROS_1_1”, esta línea se considera durante el ingreso de la central eólica “Proyecto_2”.

Al analizar la cargabilidad de los transformadores se puede constatar que el valor máximo alcanzado es de 78,21% perteneciente al transformador reductor de la subestación Gualo, denominado “T_GUAL_GLO”, en la imagen se puede visualizar este transformador claramente.

Zona 2: Periodo seco demanda baja sin incluir la nueva central

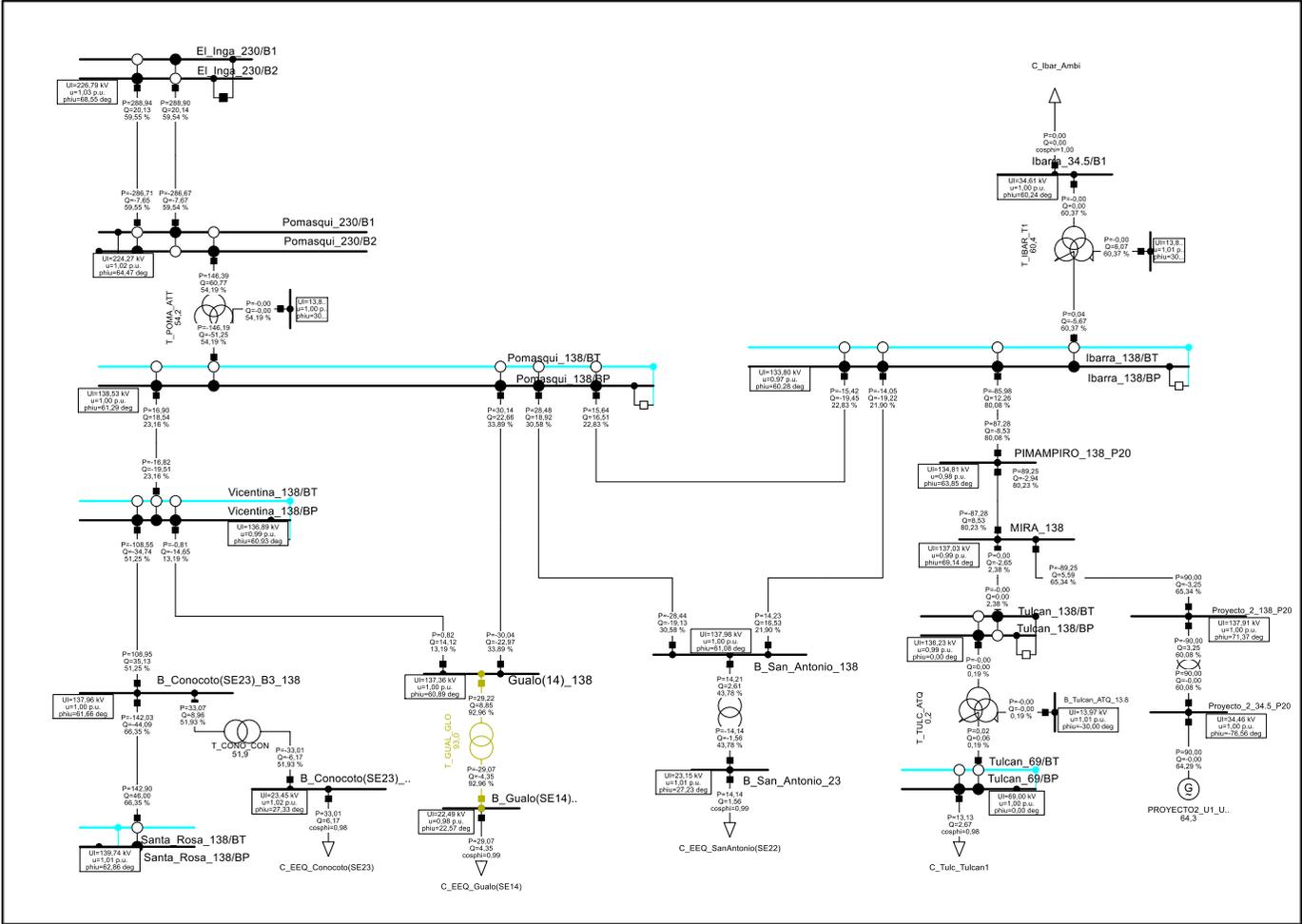


En esta condición los voltajes de la zona donde se ubica el “Proyecto_2” presentan resultados similares al caso anterior, pues los valores de encuentran dentro del 5% permitido para su operación encontrando el voltaje máximo en la barra “El_Inga_230” con un valor de 1,04 [p.u.], y el voltaje mínimo en la barra “Ibarra_34,5” con valor de 0,946 [p.u.].

Al observar las líneas de transmisión se encontró que de manera similar al caso proyecto 2 Sin central demanda alta la línea entre Conocoto y Santa Rosa denominada “L_CONO_SROS_1_1” trabaja al 81,37 %.

Al evaluar los transformadores, se encontró que la demanda máxima alcanzada corresponde al 78,20 % obtenida en el transformador etiquetado “T_GUAL_GLO” perteneciente a la subestación Gualo.

Zona 2: Periodo seco demanda alta incluida la nueva central con generación máxima

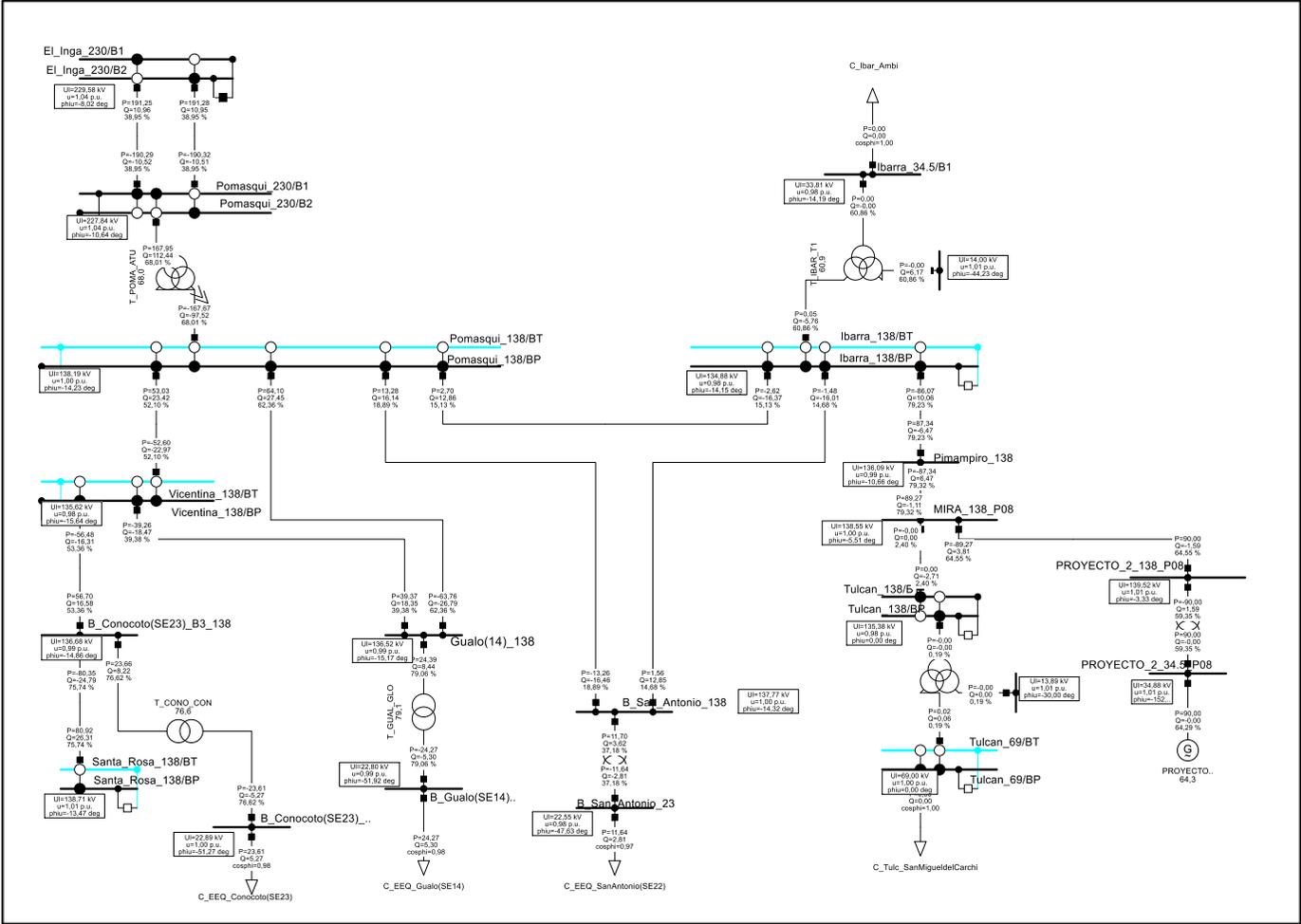


En este escenario se encontró que los voltajes se encuentran dentro del rango permitido del $\pm 5\%$ siendo el voltaje máximo 1,03 [p.u.] correspondiente a la barra “El_Inga_230”, y el voltaje mínimo 0,957 [p.u.] encontrado en la barra “B_Ibarra_T1_13,8”.

Al observar el estado de carga de las líneas se encontró que el valor máximo alcanzado corresponde a 80,29 % en la línea “LT_MIRA_PIMAMPIRO” y 80,15 % en la línea “L_IBAR_PIMAM_1_1”.

El transformador de la subestación reductora Gualo denominado “T_GUAL_GLO” se encuentra operando a 92,98 % de su capacidad nominal.

Zona 2: Periodo seco demanda baja incluida la nueva central con generación máxima

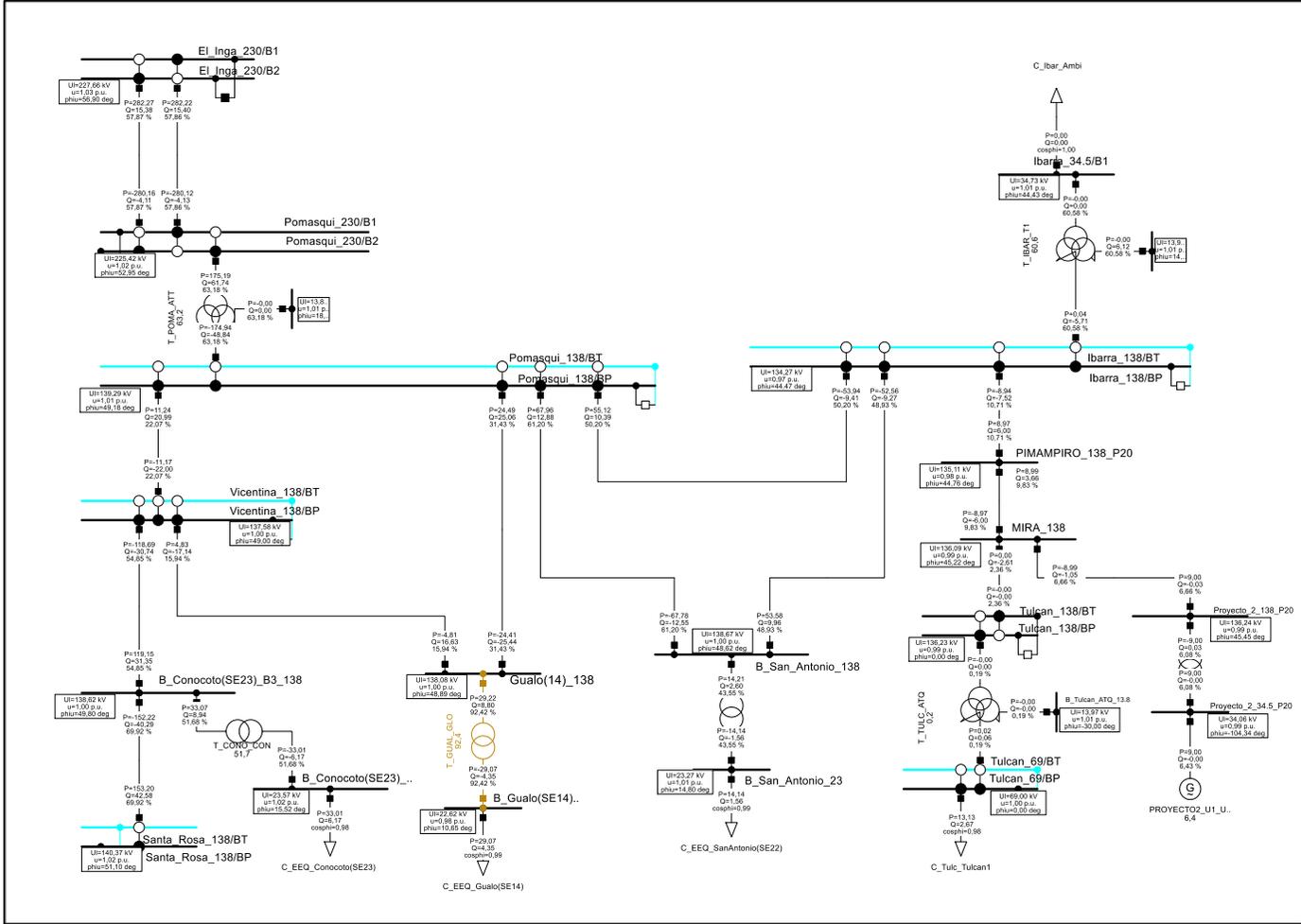


Nota: Fuente: Autor

Al observar los niveles de voltajes en este escenario, el máximo voltaje encontrado corresponde a la barra “El_Inga_230” con un valor de 1,04[p.u.], mientras que el voltaje mínimo corresponde 0,975 [p.u.] en la barra “Ibarra_138”, de manera que todos los voltajes de la zona se mantienen dentro del rango de operación establecido $\pm 5\%$.

De igual manera no se encuentran líneas ni transformadores sobrecargadas, puesto que ningún elemento supera el 80% de su capacidad nominal, el valor máximo alcanzado en líneas de transmisión corresponde a la línea nueva “LT_MIRA_PIMAMPIRO” con un valor del 79,32%, mientras que en transformadores la máxima carga alcanzada corresponde al transformador denominado “T_GUAL_GLO” con una carga de 79,06% de su valor nominal.

Zona 2: Periodo seco demanda alta incluida la nueva central con generación mínima



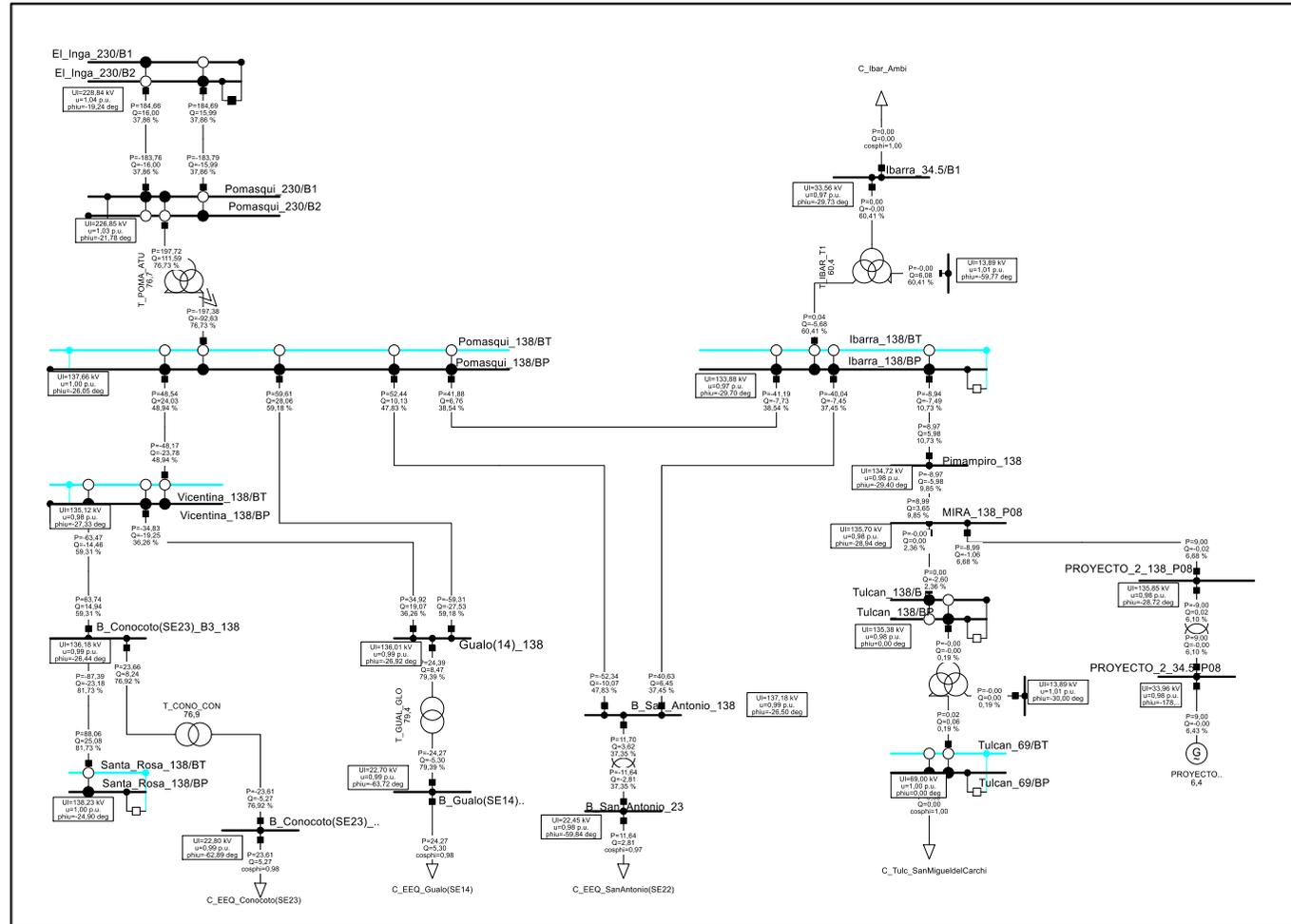
Nota: Fuente: Autor

Los voltajes en este escenario se encuentran dentro del rango de operación segura establecido $\pm 5\%$, siendo el voltaje máximo 1,034 [p.u.] en la barra “El_Inga_230” y el voltaje mínimo 0,972 [p.u.] en la barra “Ibarra_138”.

Al observar la cargabilidad de las líneas se encontró que la línea “L_CONO_SROS_1_1” alcanza un valor máximo al estar cargada al 69,918 % de su capacidad nominal.

En los transformadores se encontró que un elemento esta ligeramente sobrecargado, tal elemento es el transformador de la subestación Gualo etiquetado ”T_GUAL_GLO” trabajando al 92,425% de su capacidad.

Zona 2: Periodo seco demanda baja incluida la nueva central con generación mínima



Dentro de los resultados de este escenario se encontró que el voltaje máximo alcanzado corresponde a la barra “El_Inga_230”, alcanzando un valor de 1,04 [p.u.] mientras que el voltaje mínimo se encuentra en la barra “Ibarra_34,5” tomando el valor de 0,97 [p.u.].

Al observar las líneas de transmisión se encontró que todas se encuentran por debajo del 80%, a excepción de la línea “L_CONO_SROS_1_1” que se encuentra cargada al 81,73% de su capacidad.

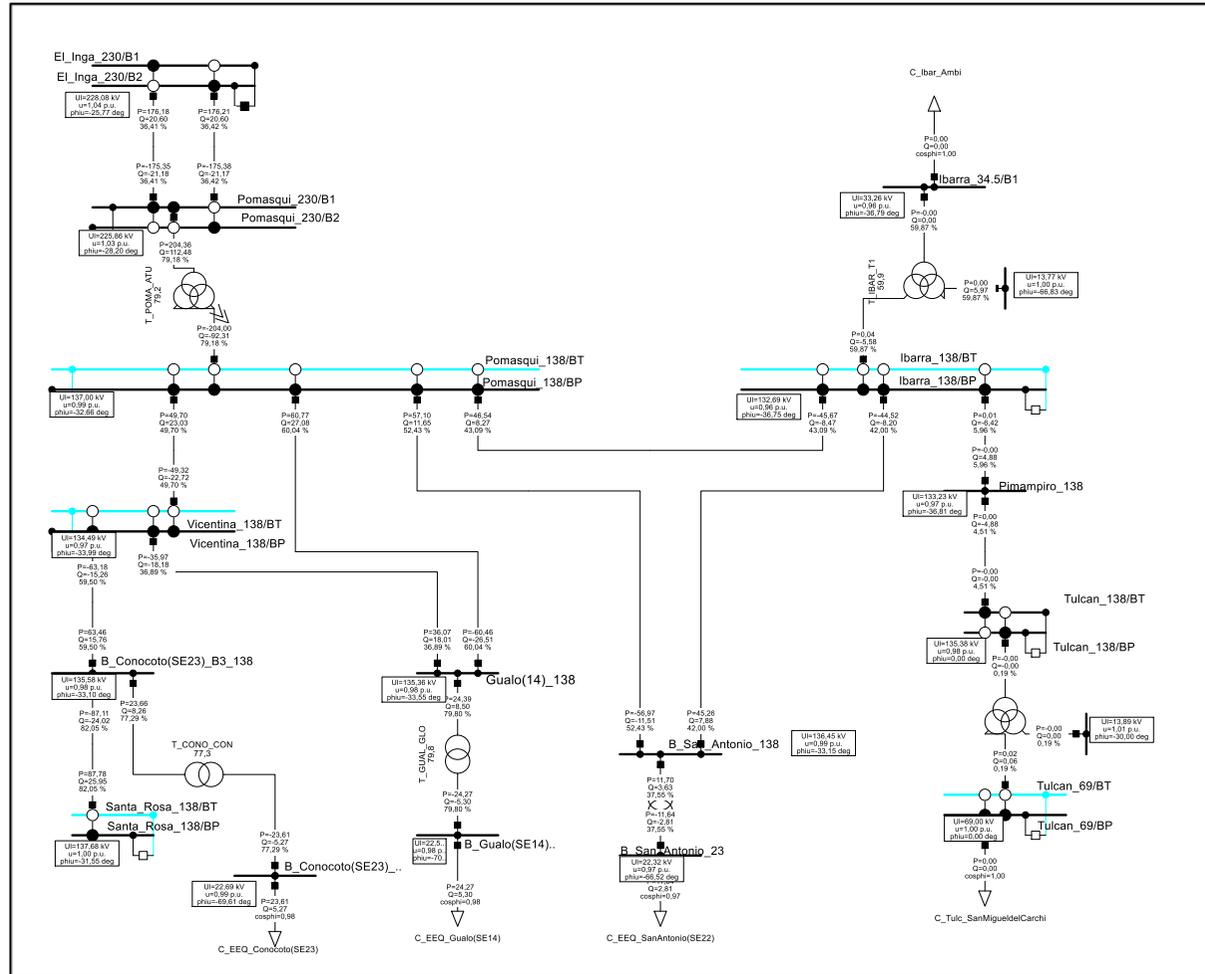
Algo similar ocurre con los transformadores, donde la máxima carga encontrada corresponde al transformador “T_GUAL_GLO”, este elemento se encuentra trabajando al 79,39 % de su capacidad nominal.

Los voltajes en esta zona se encuentran dentro del rango del 5% permitido para su operación registrando un voltaje máximo y mínimo en las barras “El_Inga_230” y la barra “Ibarra_138” entregando valores de 1,04 [p.u.] y 0,97 [p.u.] respectivamente.

No existen línea sobrecargadas, esto a debido a que la máxima cargabilidad corresponde al 69,93% y corresponde al tramo ubicado entre Conocoto y Santa Rosa denominada “L_CONO_SROS_1_1”, esta línea se considera durante el ingreso de la central eólica “Proyecto_2”.

Al analizar la cargabilidad de los transformadores se puede constatar que el valor máximo alcanzado es de 92,19% perteneciente al transformador reductor de la subestación Gualo, denominado “T_GUAL_GLO”, en la imagen se puede visualizar este transformador claramente.

Zona 2: Periodo lluvioso demanda baja sin incluir la nueva central

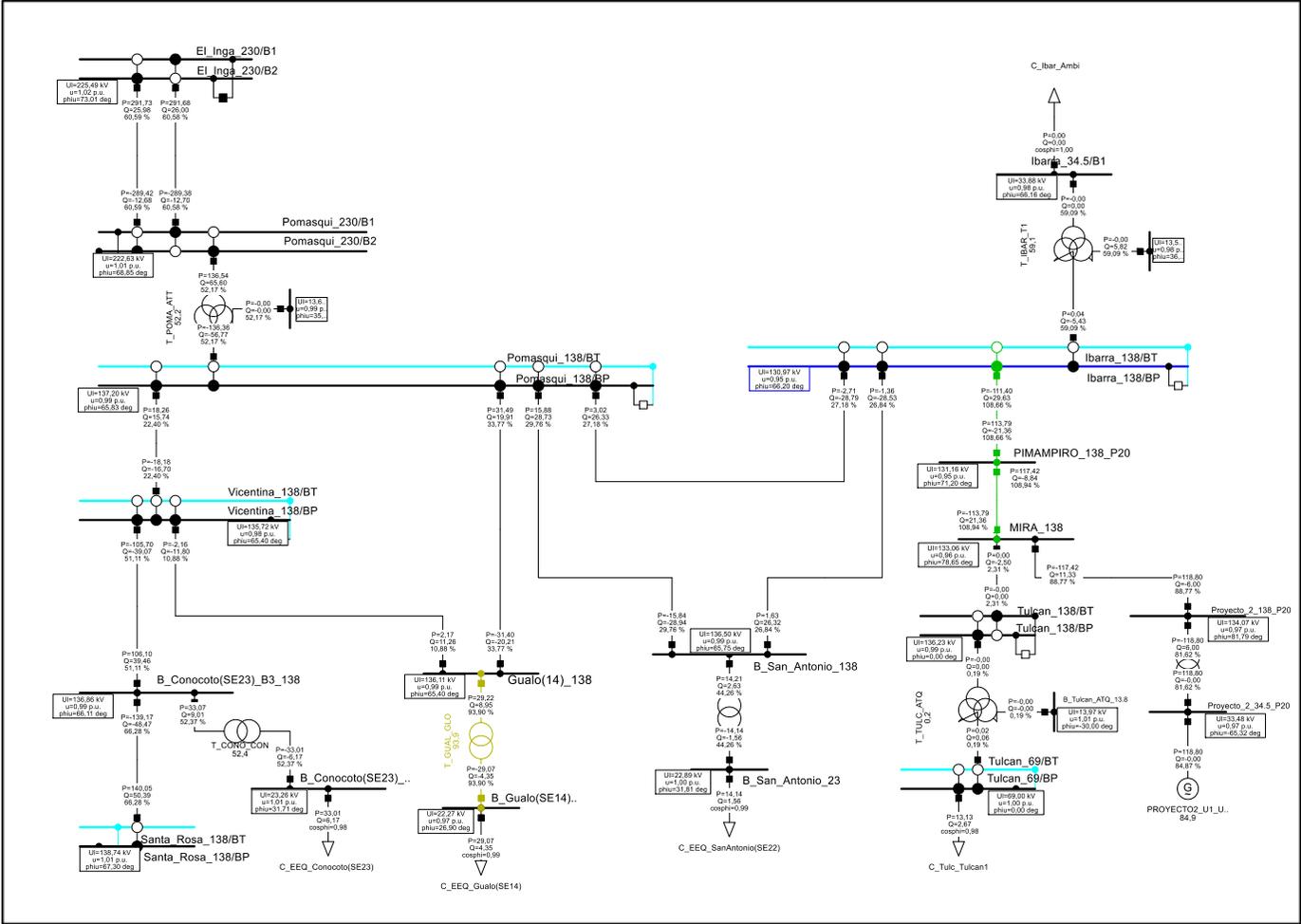


En esta condición los voltajes de la zona donde se ubica el “Proyecto_2” presentan resultados similares al caso anterior, pues los valores de encuentran dentro del 5% permitido para su operación encontrando el voltaje máximo en la barra “El_Inga_230” con un valor de 1,04 [p.u.], y el voltaje mínimo en la barra “Ibarra_34,5” con valor de 0,96 [p.u.].

Al observar las líneas de transmisión se encontró que de manera similar al caso proyecto 2 Sin central demanda alta la línea entre Conocoto y Santa Rosa denominada “L_CONO_SROS_1_1” trabaja al 82,05%.

Al evaluar los transformadores, se encontró que la demanda máxima alcanzada corresponde al 79,80 % obtenida en el transformador etiquetado “T_GUAL_GLO” perteneciente a la subestación Gualo.

Zona 2: Periodo lluvioso demanda alta incluida la nueva central con generación máxima

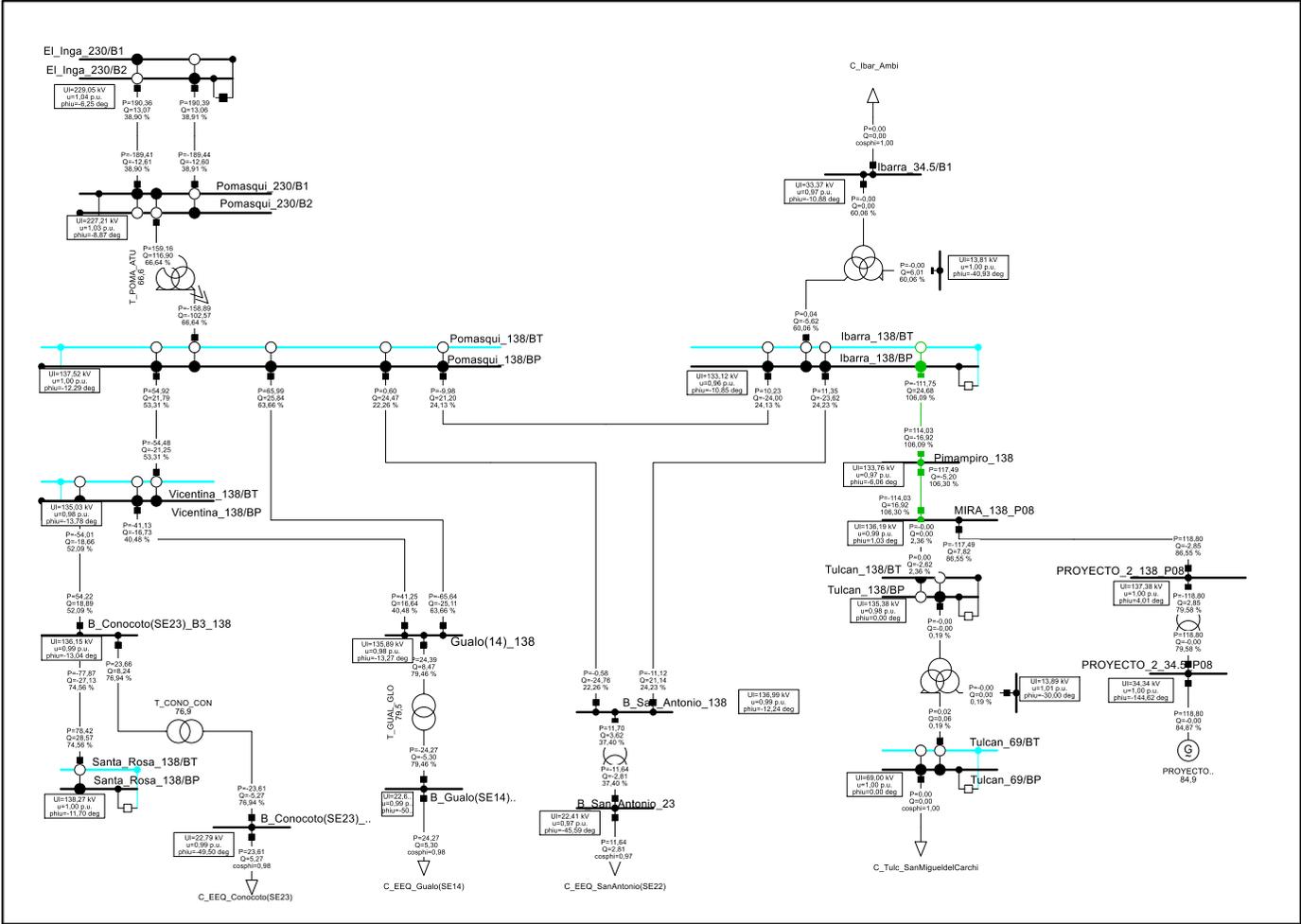


Al analizar los voltajes del sistema, se encuentra que en la barra “Ibarra_138” se presenta un voltaje por debajo del límite permitido, siendo este valor de 0,948 [p.u.], este un caso particular ya que los demás voltajes se encuentran dentro del rango de operación seguro, mediante las pruebas se pudo concluir que el causante directo de esta condición son las sobrecargas de las líneas.

Referente a la sobrecargas mencionadas las líneas “LT_MIRA_PIMAMPIRO” y “L_IBAR_PIMAM_1_1” están operando al 108,94% y 108,96 % de su capacidad nominal, lo cual representa un problema, el mismo que debe ser solucionado antes del ingreso de la nueva central, la solución más óptima encontrada es colocar una segunda línea en paralelo de las mismas características que las instaladas actualmente-.

Al observar los transformadores se encuentra uno que está cargado al 93,9%, este valor le corresponde al transformado “T_GUAL_GLO” de la subestación Gualo.

Zona 2: Periodo lluvioso demanda baja incluida la nueva central con generación máxima



Este caso difiere del anterior, puesto que los voltajes se encuentran dentro del rango permitido, siendo el voltaje máximo 1,04 [p.u.] y mínimo 0,96 [p.u.] correspondiente a las barras “El_Inga_230” e “Ibarra_138”.

La línea de transmisión “L_IBAR_PIMAM_1_1” se encuentra cargada al 106,09 % de su capacidad nominal de igual manera ocurre con la línea “LT_MIRA_PIMAMPIRO” con cargabilidad de 106,03 %, esto representa un problema y se soluciona incrementando líneas paralelas a las líneas especificadas.

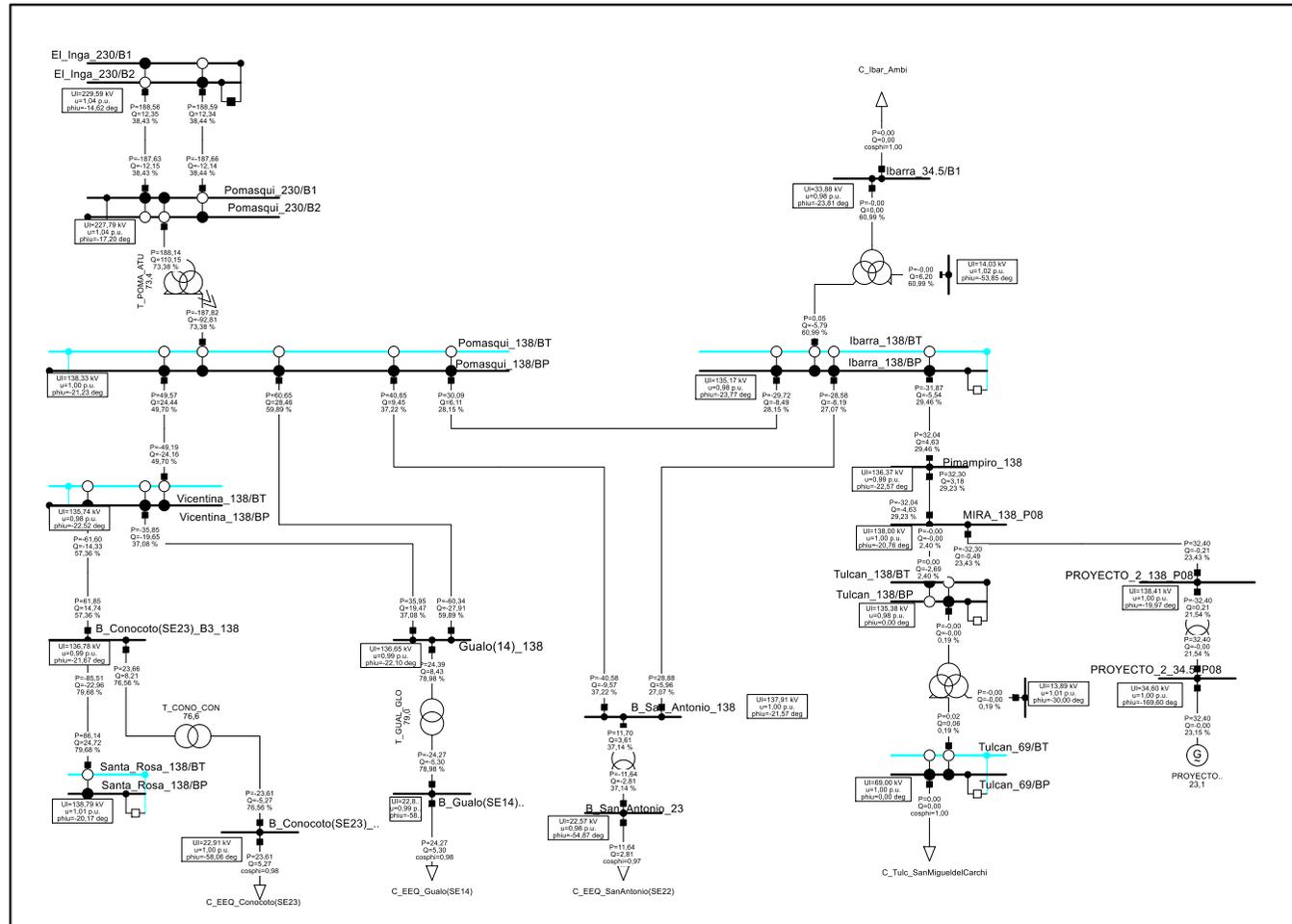
En el caso de los transformadores, todos se encuentran operando por debajo del 80%, siendo 79,76 % el porcentaje máximo alcanzado en los transformadores “T_GUAL_GLO” y 79,58 % en el transformador determinado “TR_PROYECTO2”

Los voltajes se encuentran dentro del rango permitido, obteniendo el voltaje máximo en la barra “El_Inga_230” y el voltaje mínimo en la barra “Pimampiro_138”, con valores de 1,036 [p.u.] y 0,969 [p.u.] respectivamente.

No existe novedad con líneas de transmisión, pues las mismas operan por debajo del 80%, siendo el valor máximo de cargabilidad 68,24% en la línea “L_CONO_SROS_1_1”.

EL transformador de la subestación Gualo, se muestra ligeramente sobrecargado operando 92,19% de su capacidad nominal.

Zona 2: Periodo lluvioso demanda baja incluida la nueva central con generación mínima



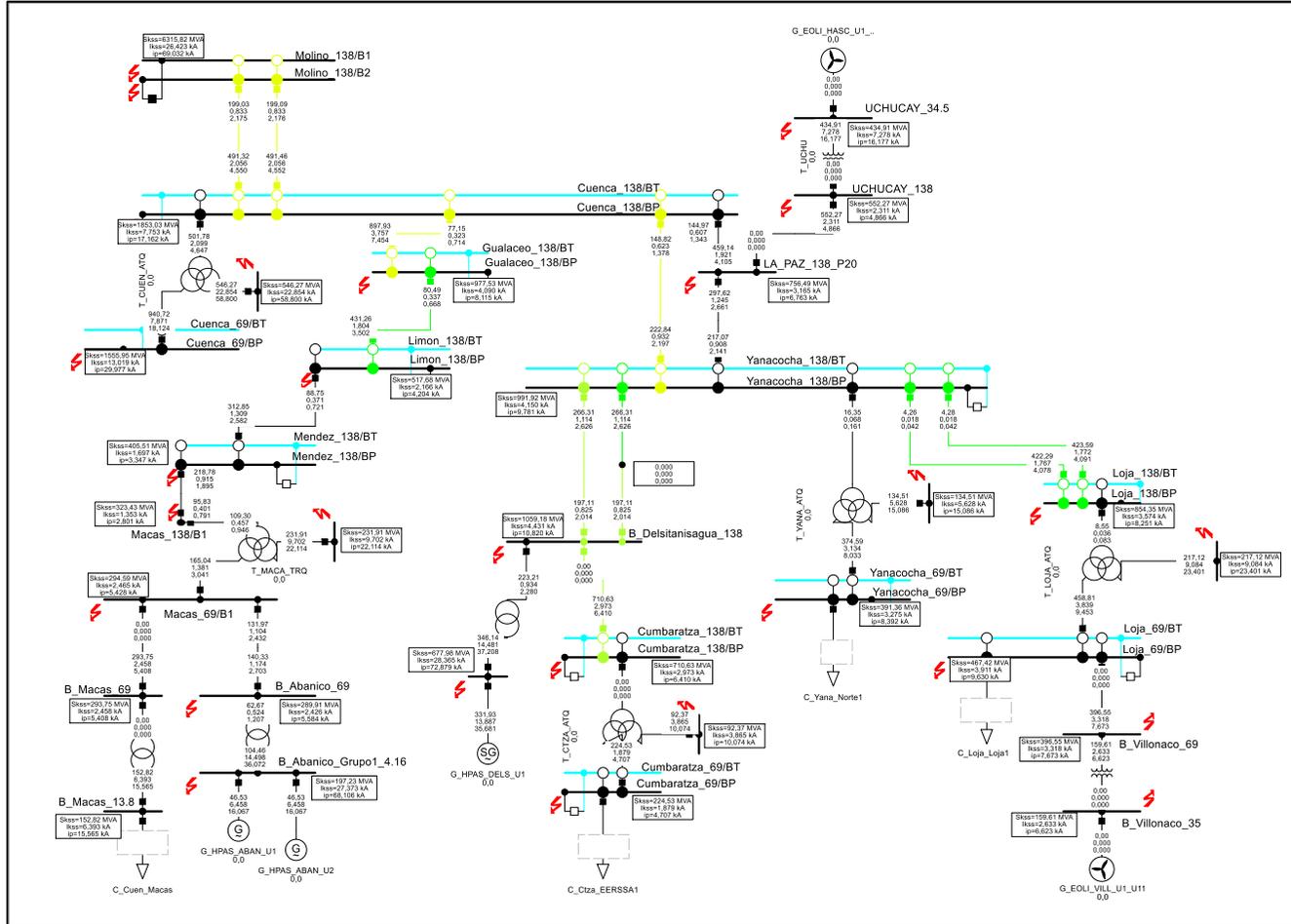
Para este último escenario las condiciones de voltaje se encuentran dentro de los rangos establecidos $\pm 5\%$, siendo el voltaje máximo 1,04 [p.u.] y mínimo 0,979 [p.u.] ubicados en las barras “El_Inga_230” e “Ibarra_138” respectivamente.

Las líneas de transmisión se encuentran con cargabilidad inferiores al 80%, siendo el valor máximo el 79,68% correspondiente a la barra “L_CONO_SROS_1_1”

Finalmente, el transformador que mayor cargabilidad presenta es el de la subestación Gualo “T_GUAL_GLO” con carga del 78,97% de su capacidad nominal.

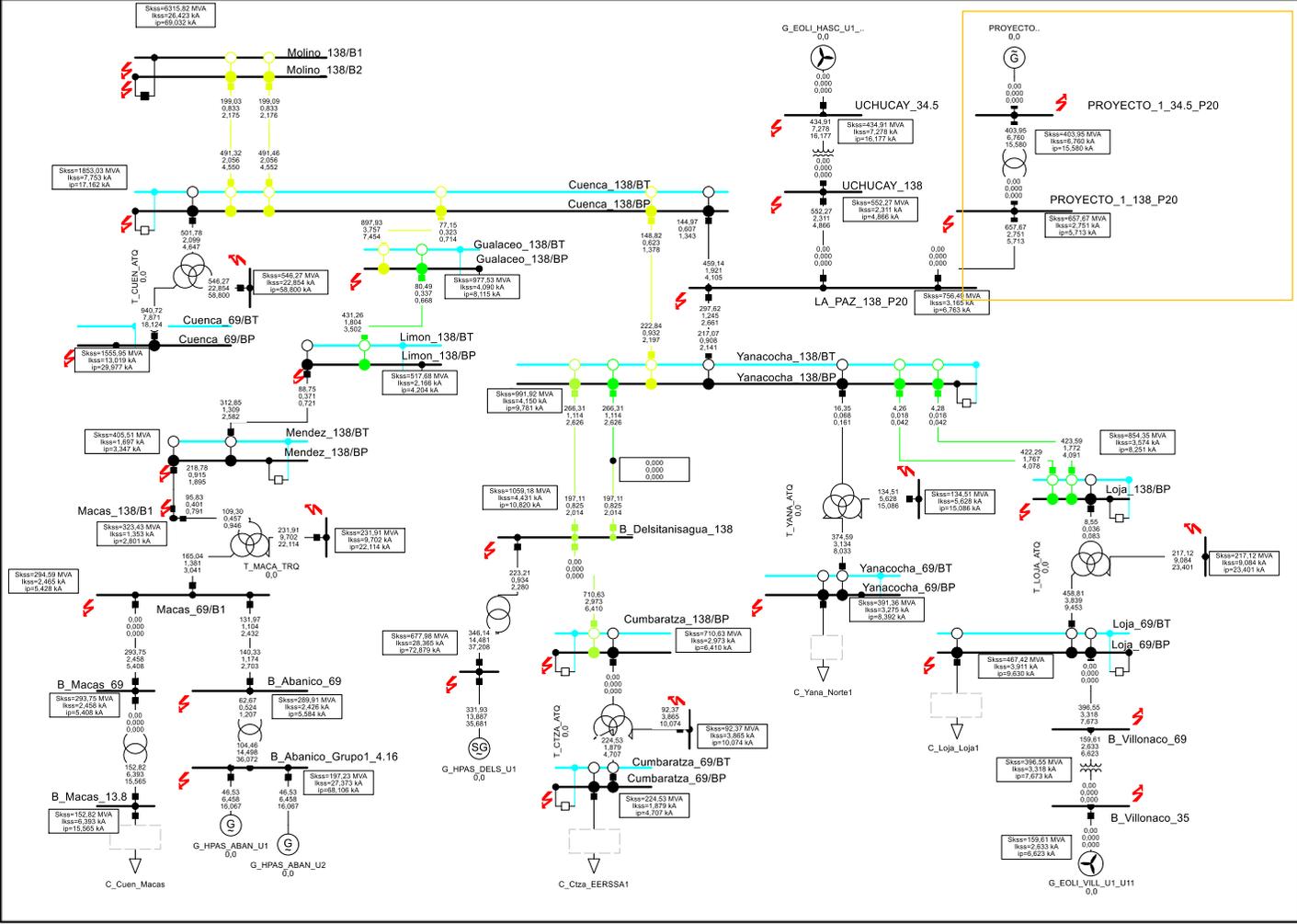
1.27. Anexo 6. Esquemas simulaciones cortocircuitos

Zona 1: Cortocircuito trifásico sin central



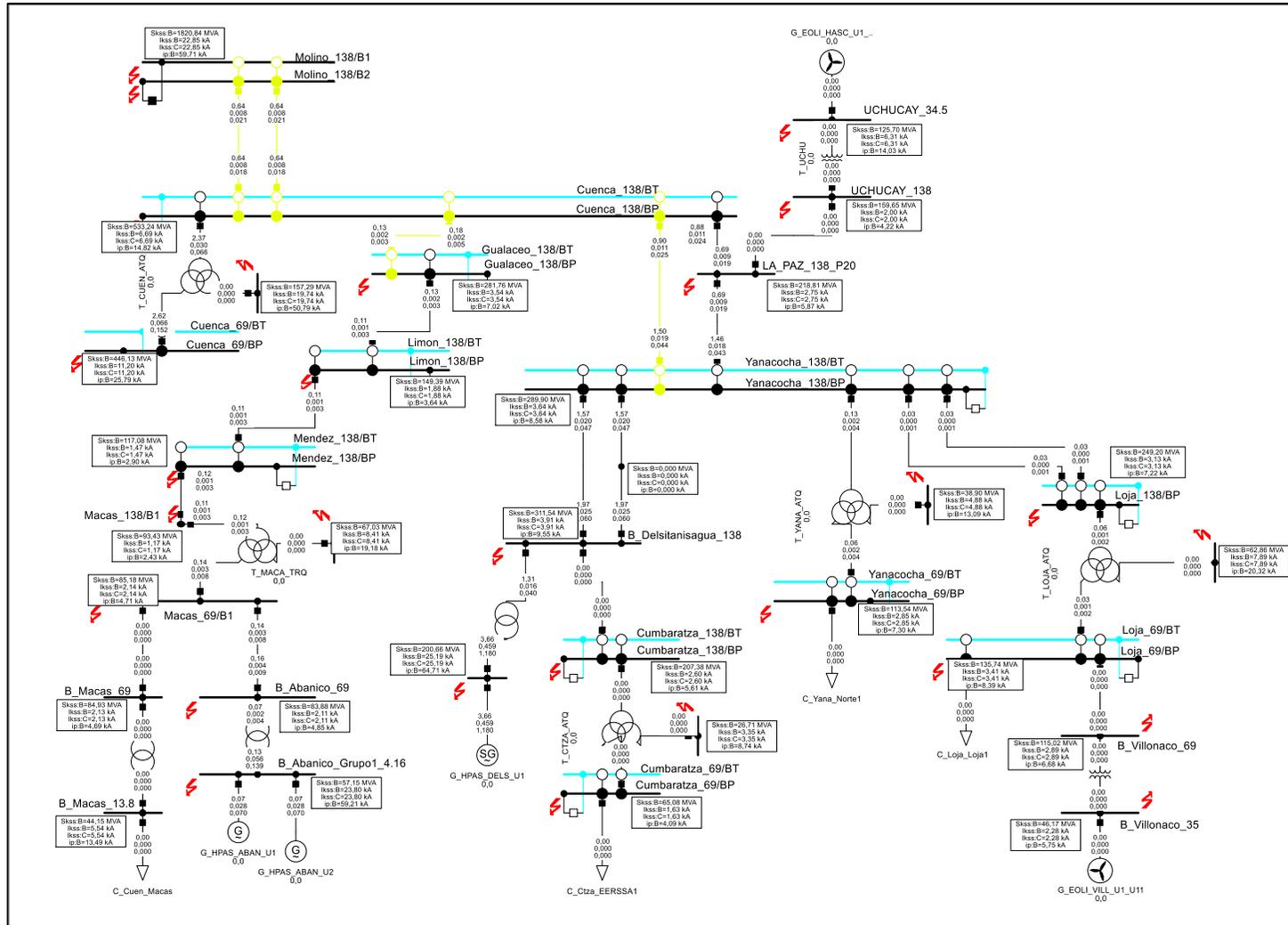
Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito trifásico con central

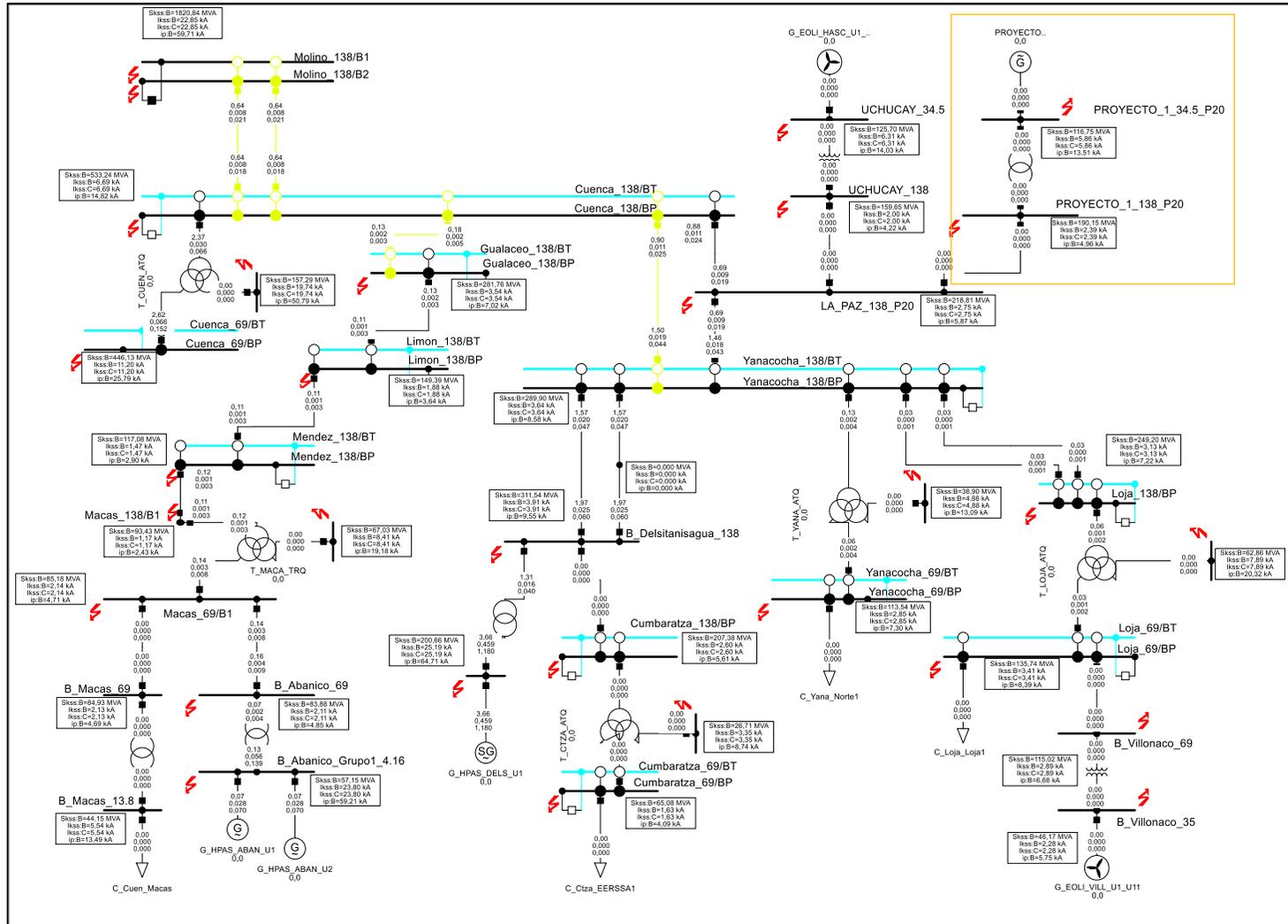


Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito bifásico sin central

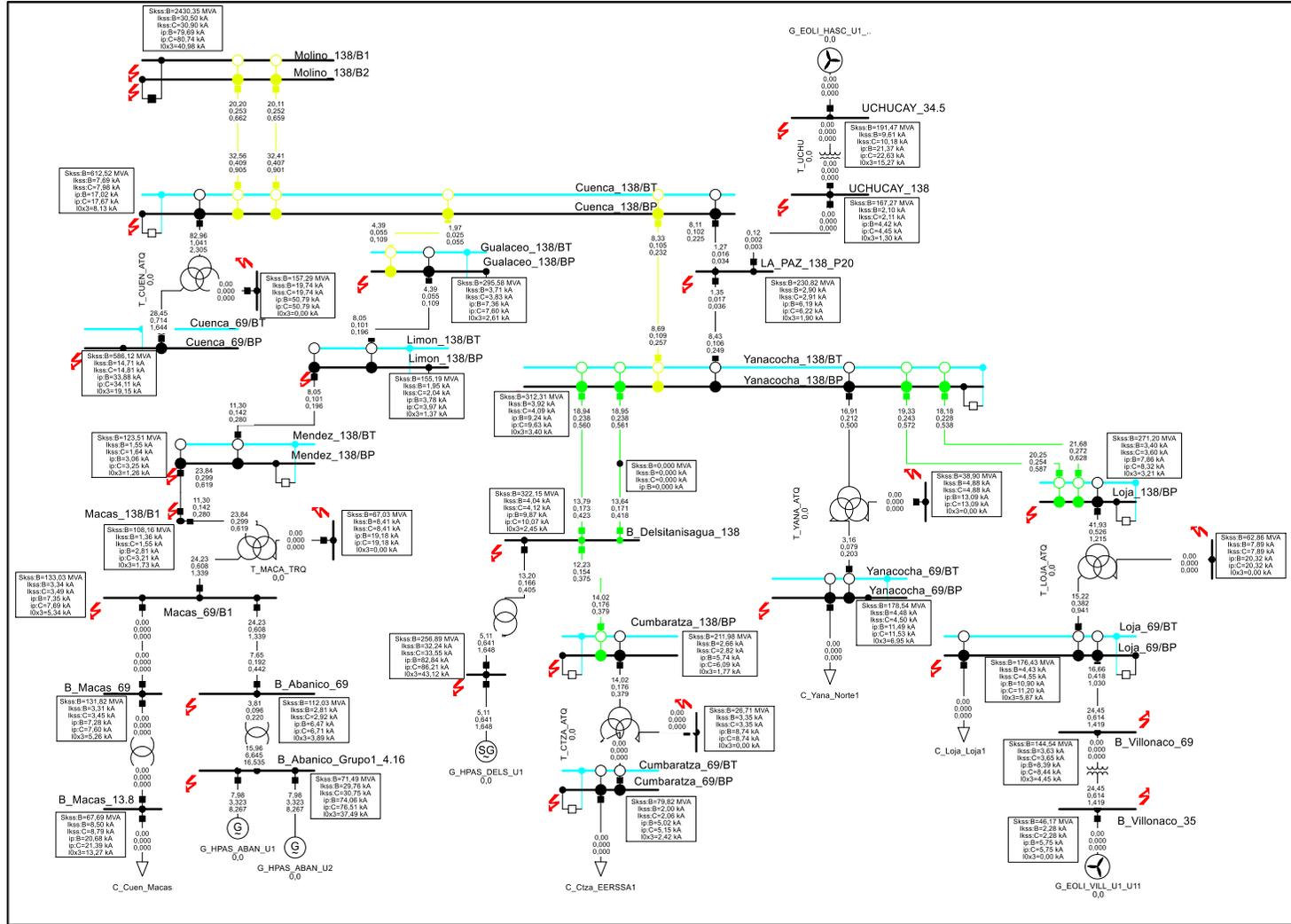


Zona 1: Cortocircuito bifásico con central



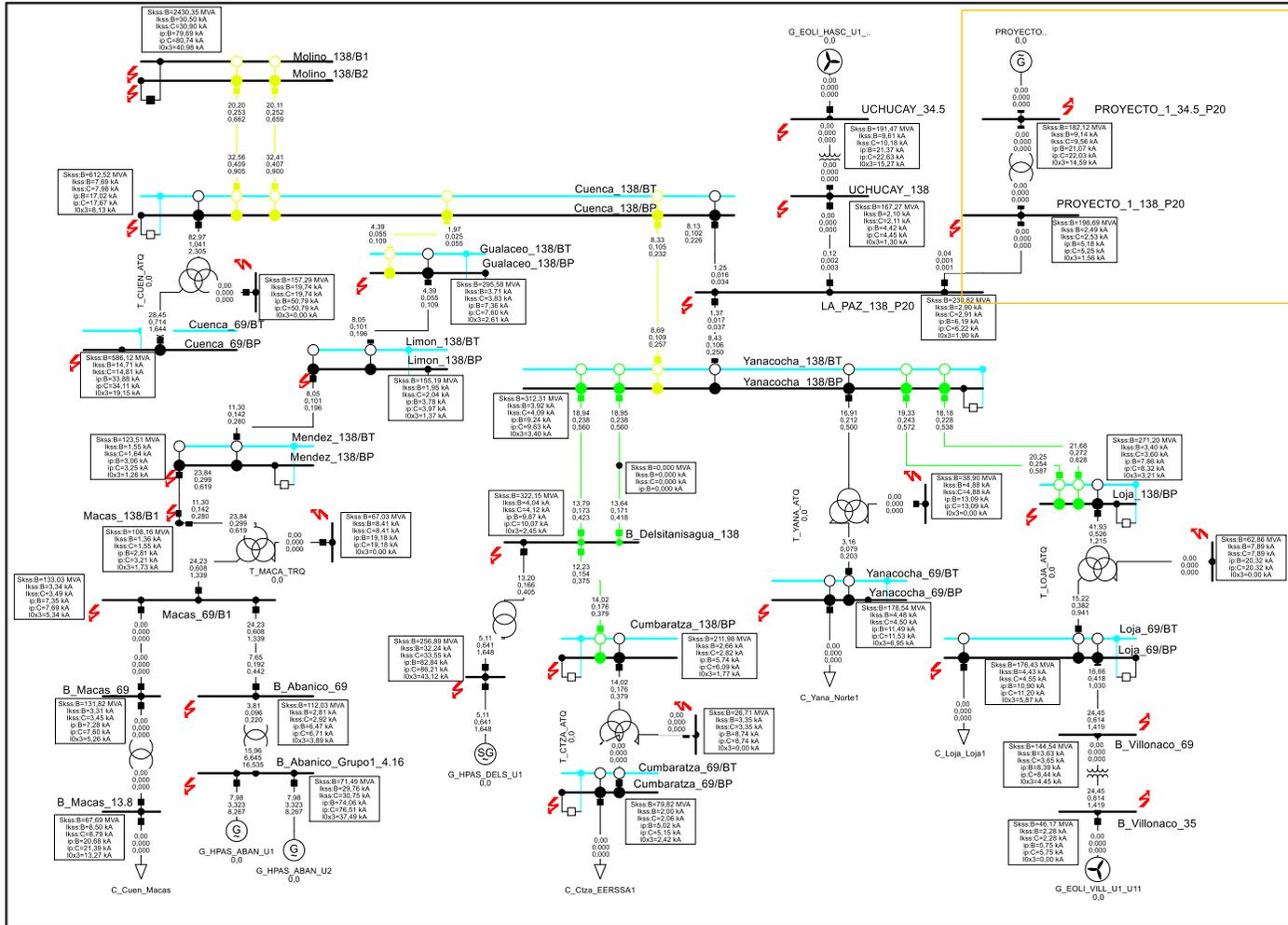
Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito bifásico tierra sin central



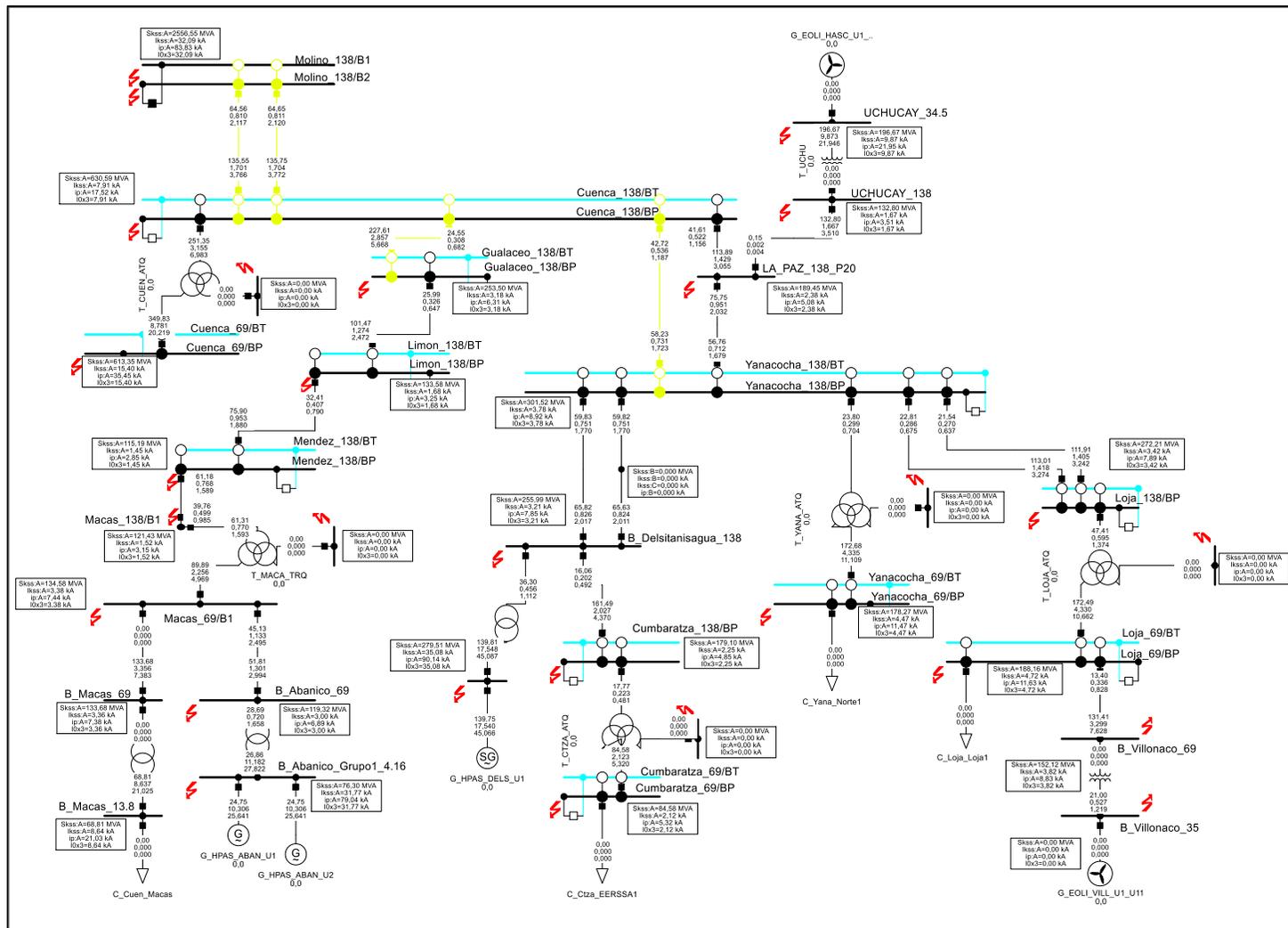
Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito bifásico tierra con central



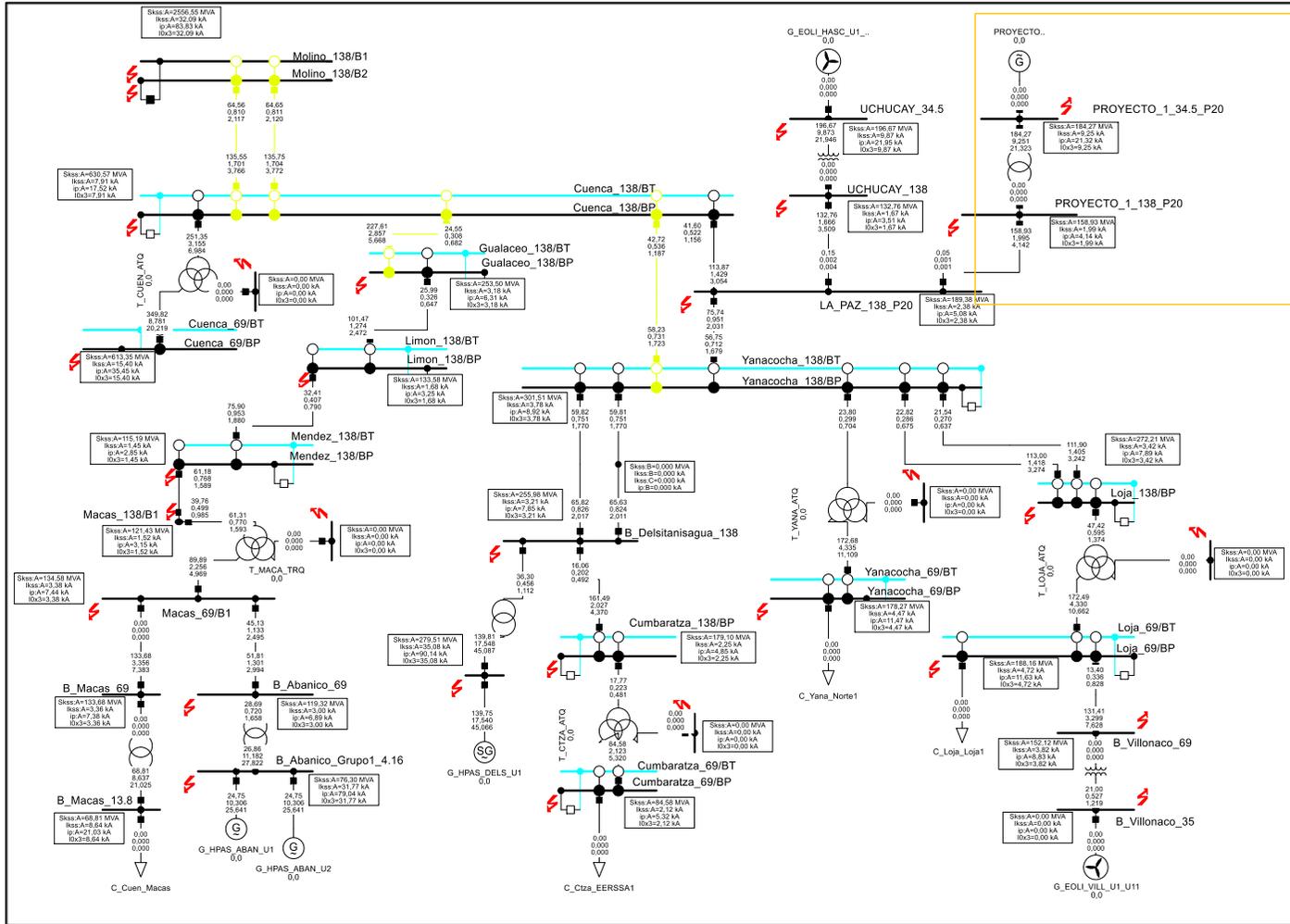
Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito monofásico sin central



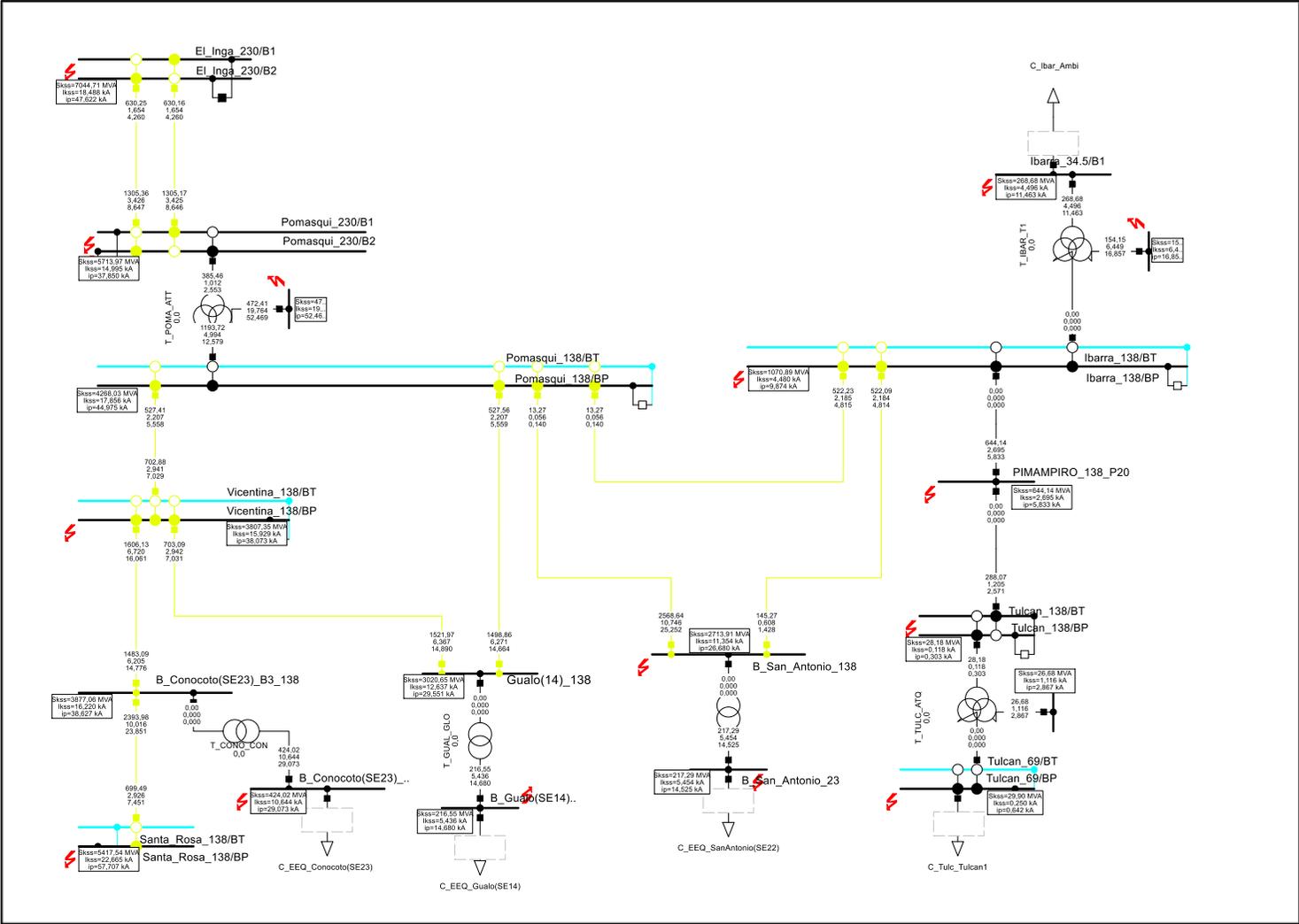
Nota: Fuente: Autor

Zona 1: Cortocircuito monofásico con central



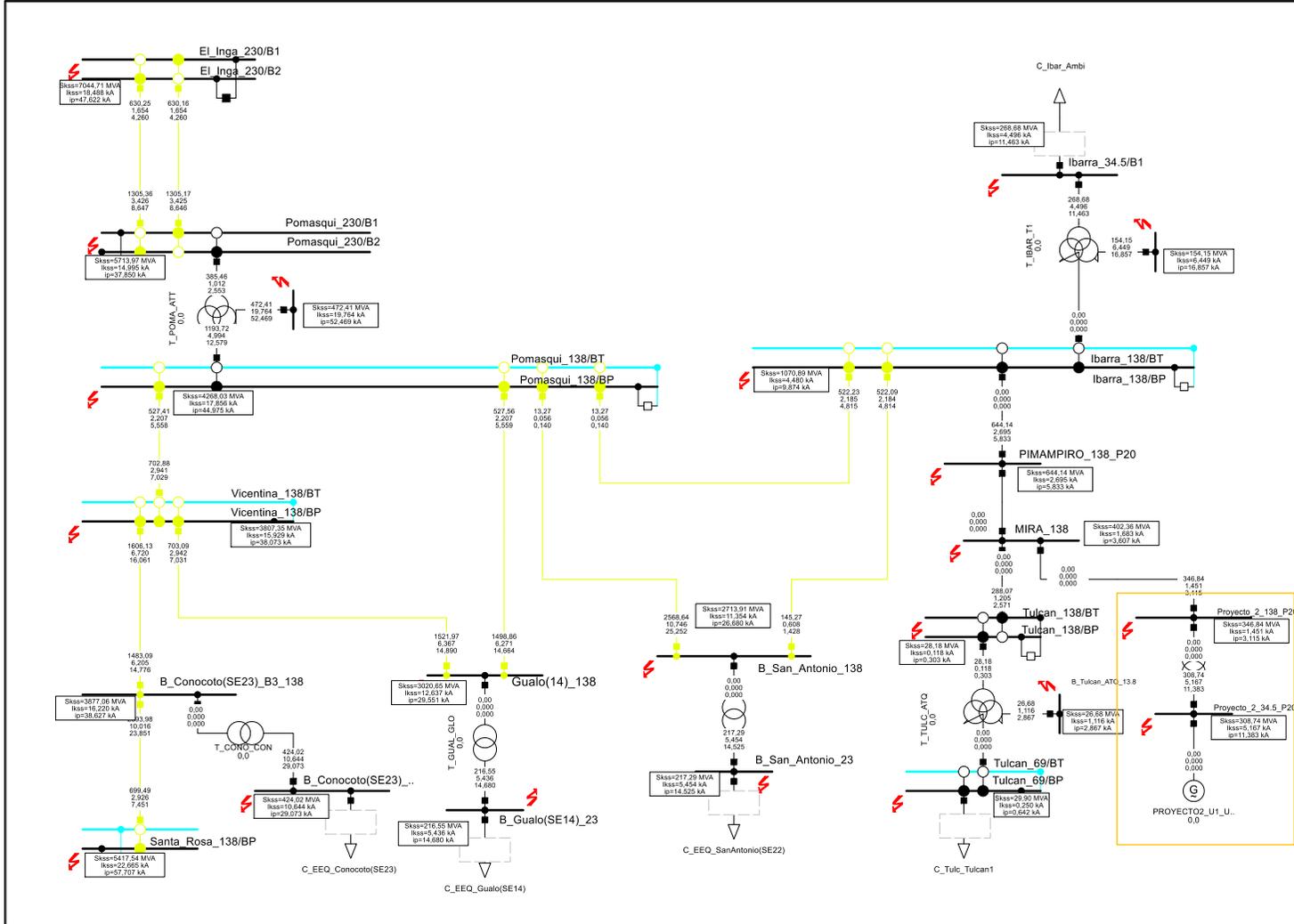
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito trifásico sin central



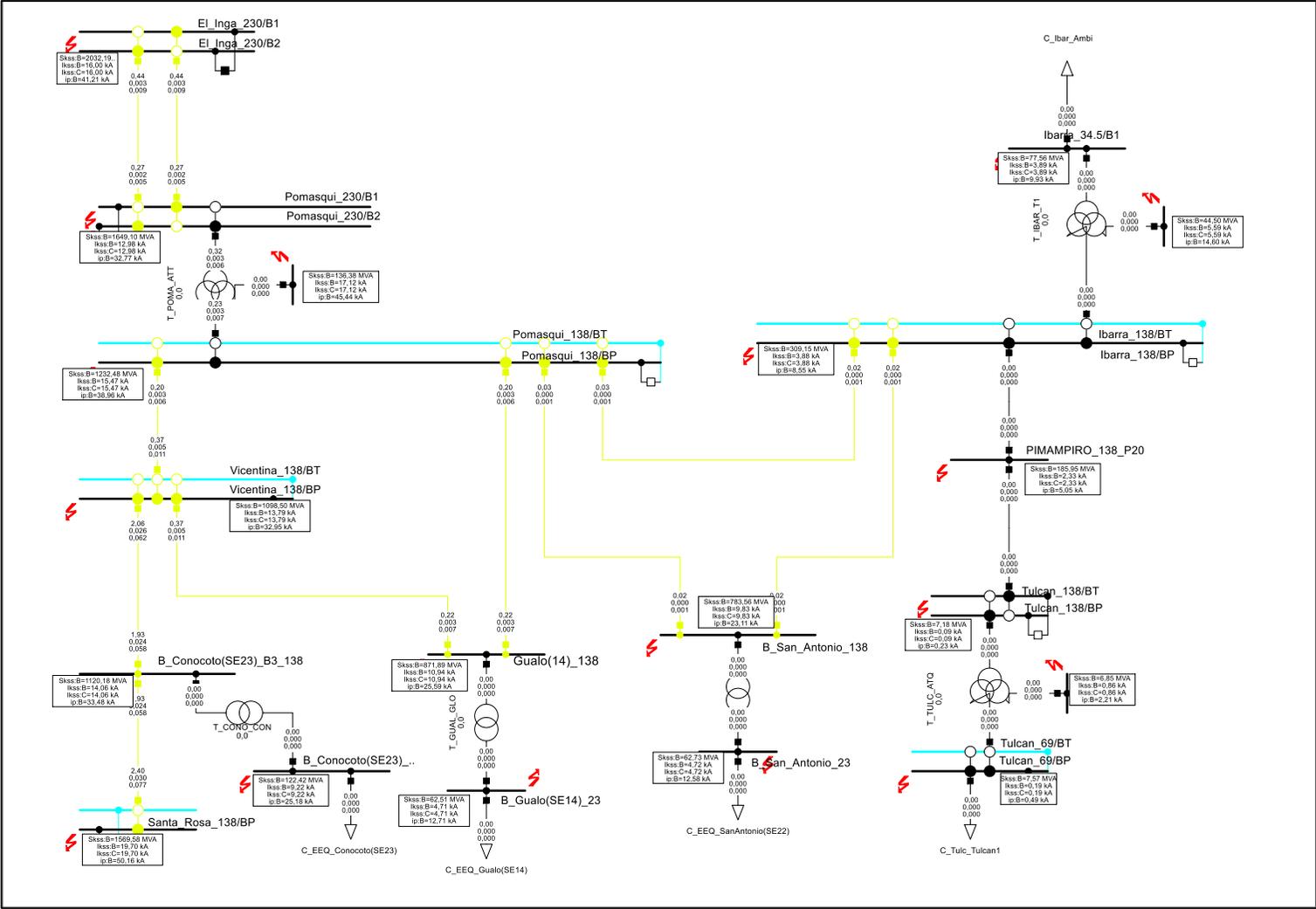
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito trifásico con central



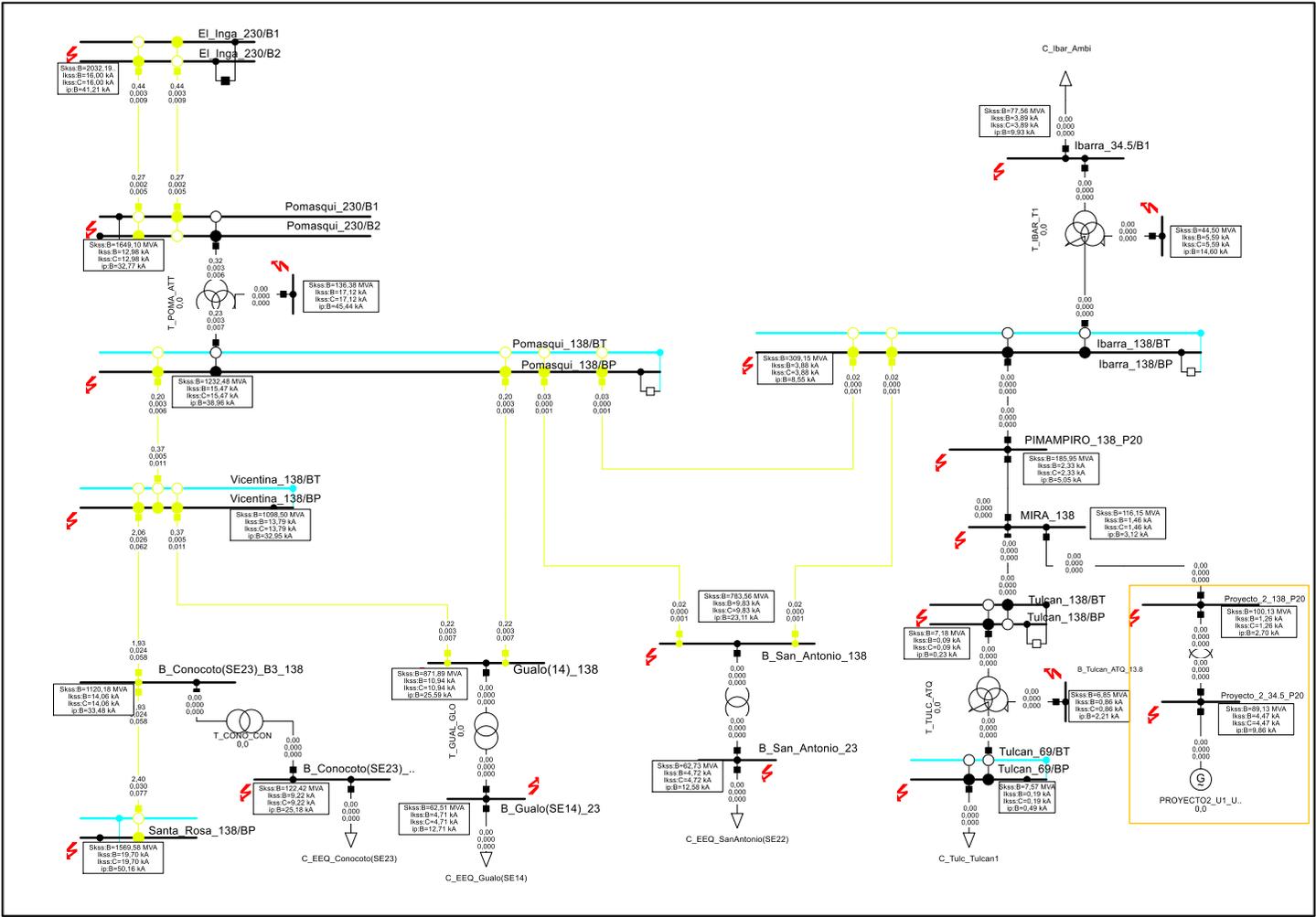
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito bifásico sin central



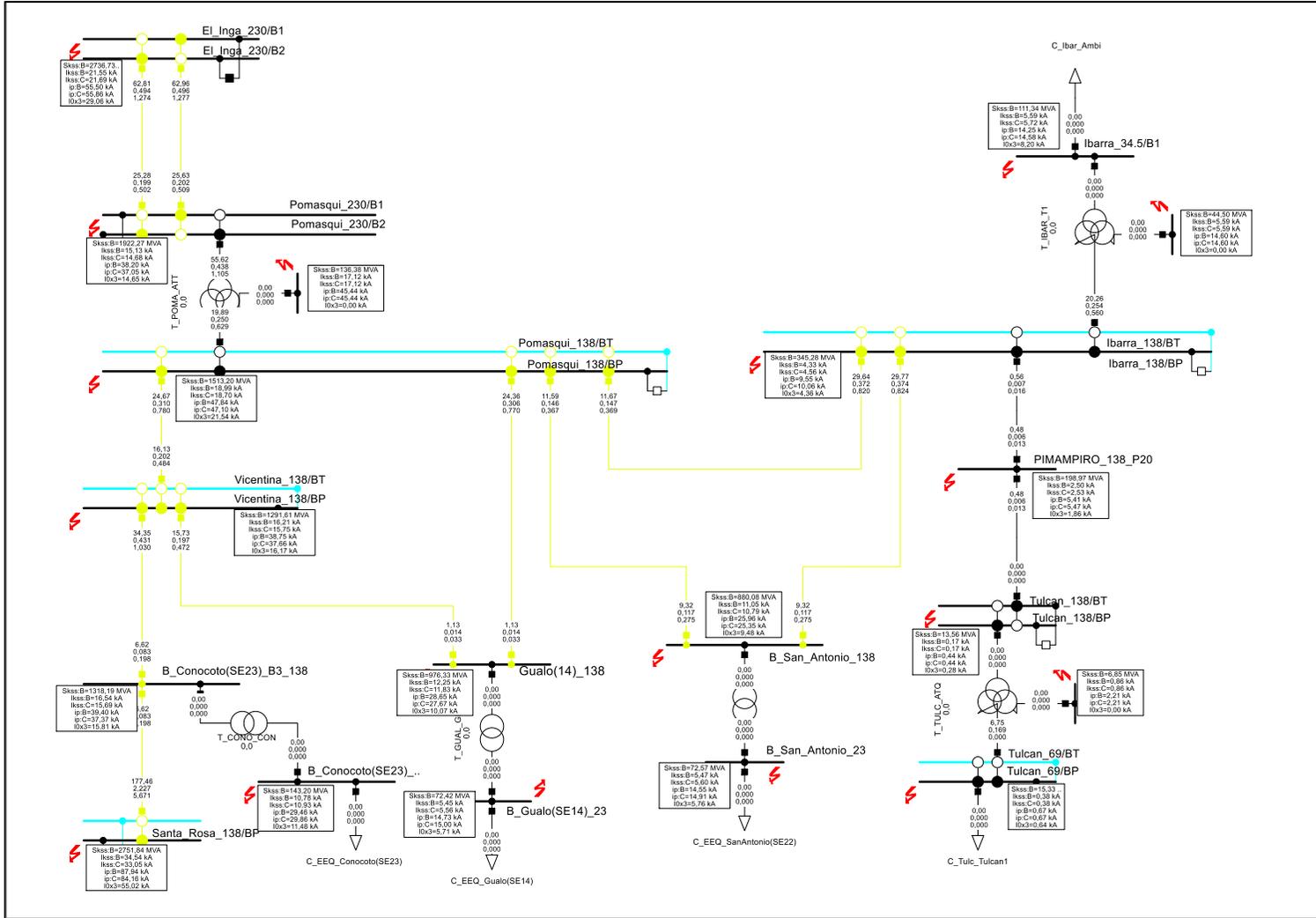
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito bifásico con central



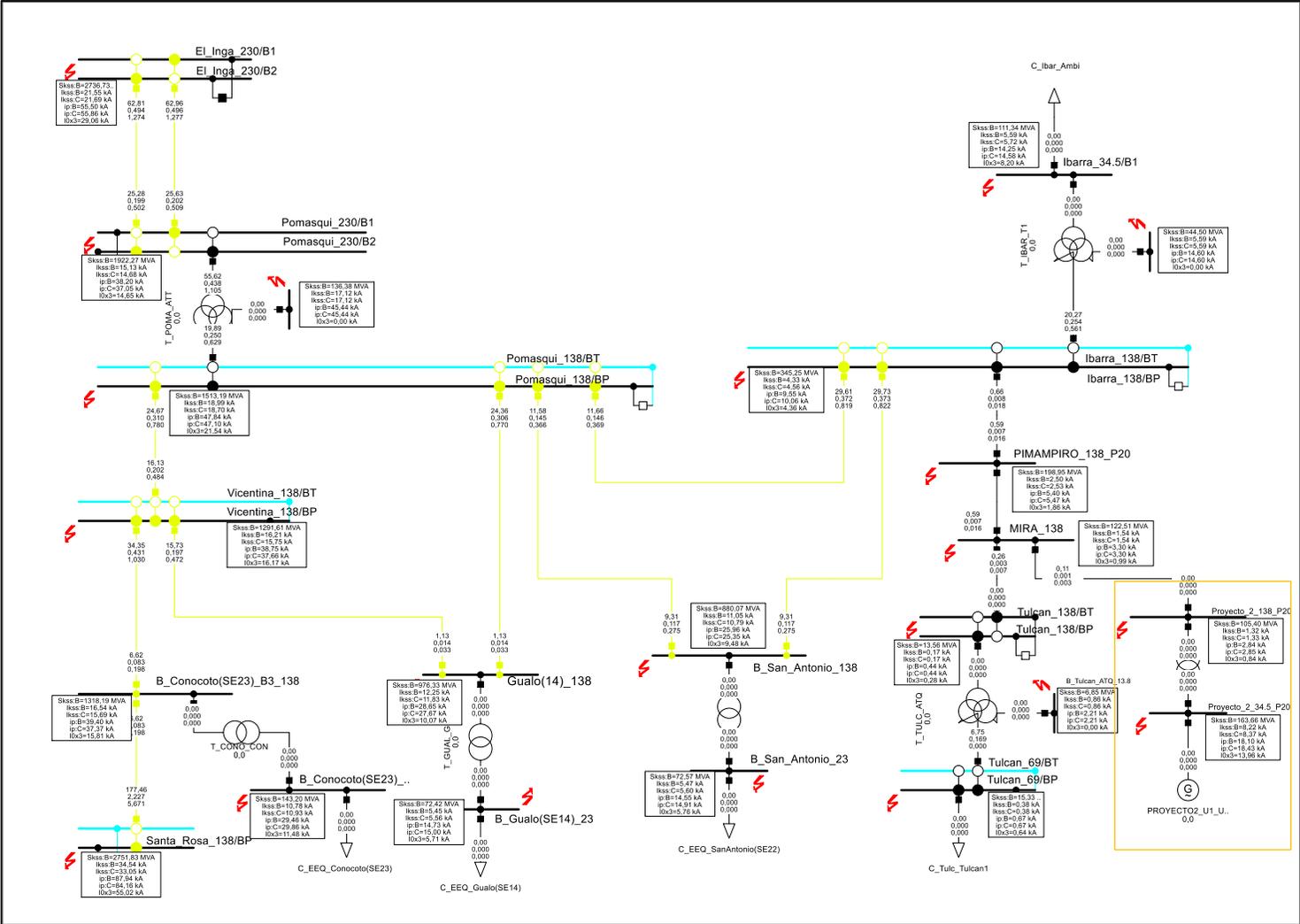
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito bifásico tierra sin central



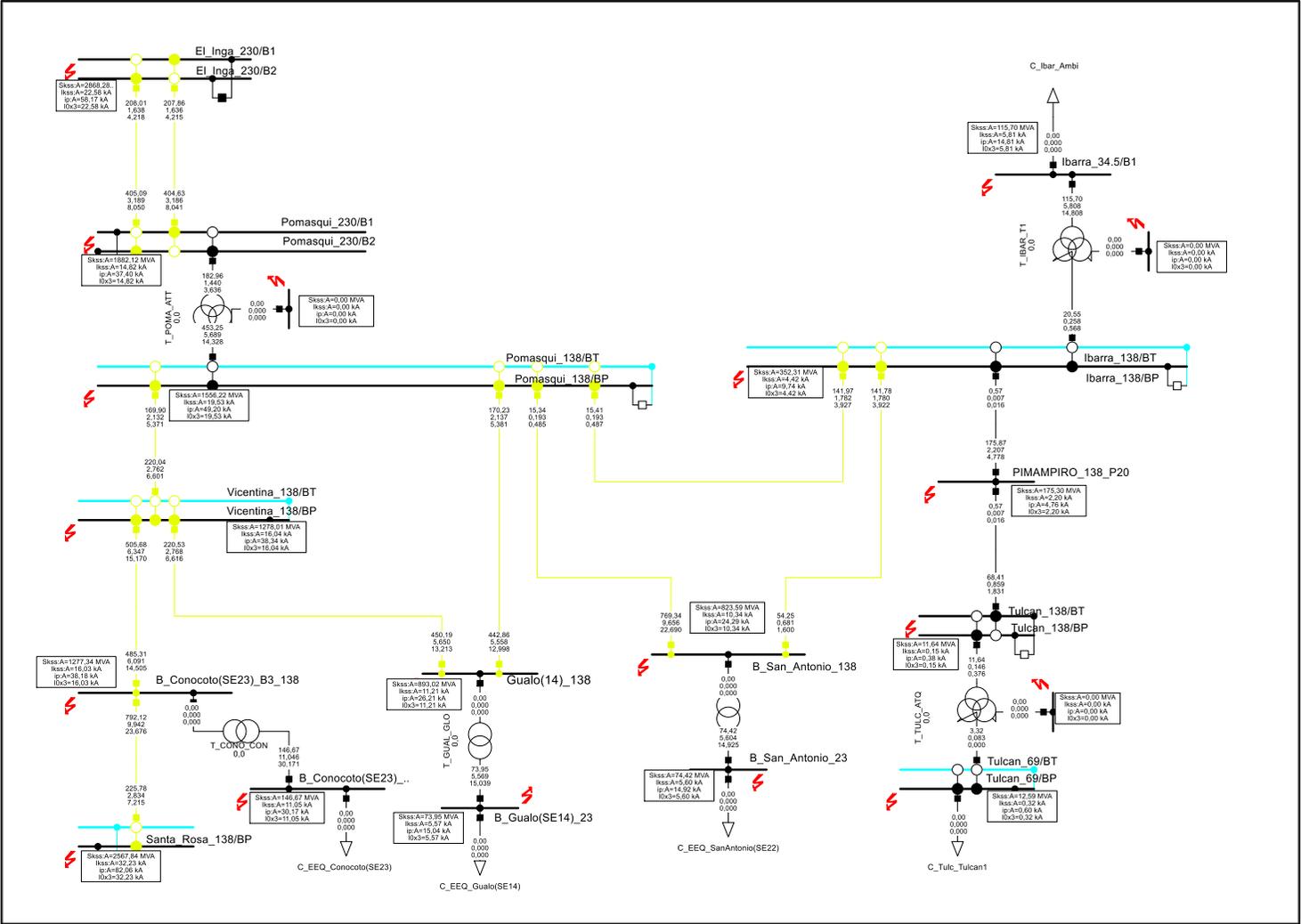
Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito bifásico tierra con central

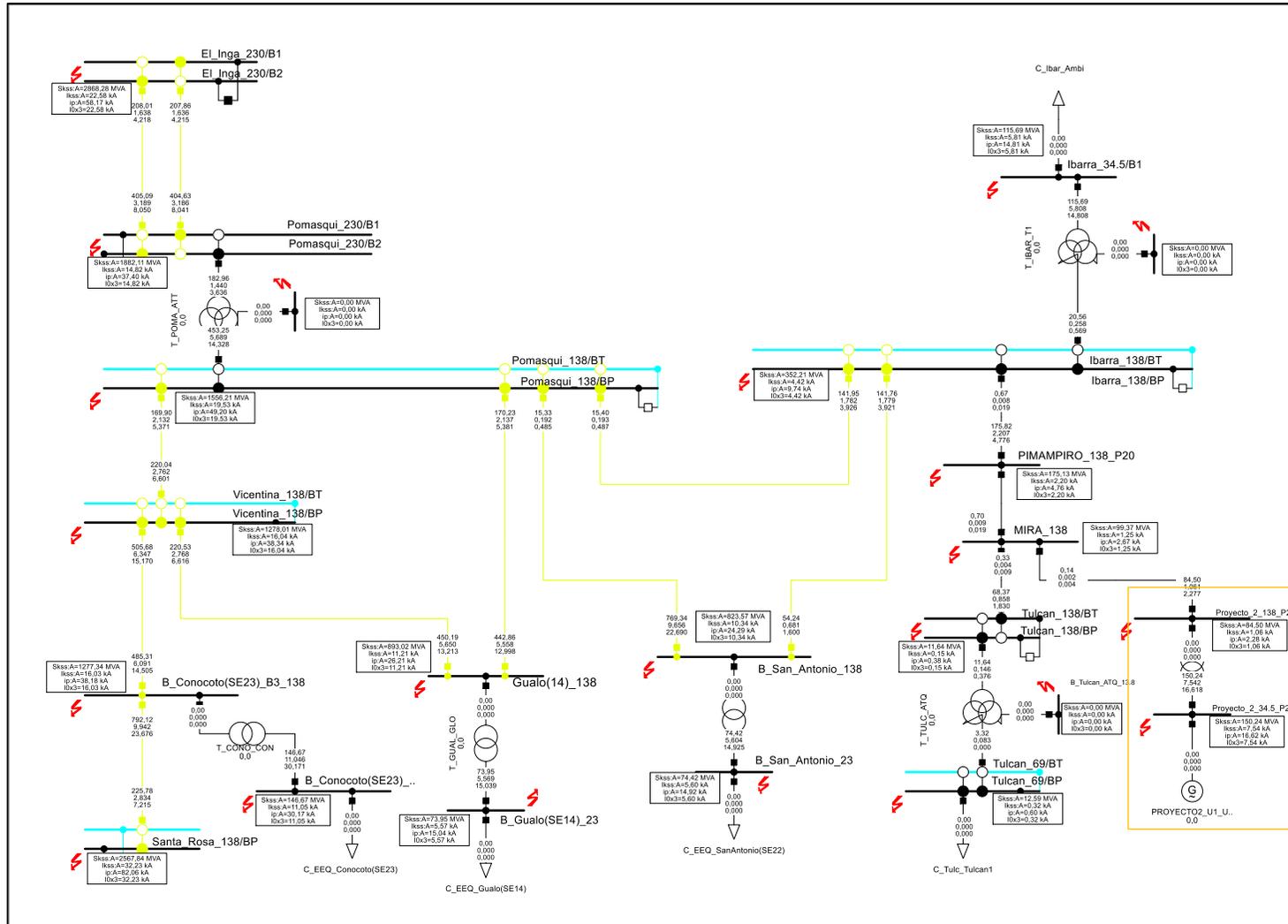


Nota: Fuente: Autor

Zona 2: Cortocircuito monofásico sin central



Zona 2: Cortocircuito monofásico con central

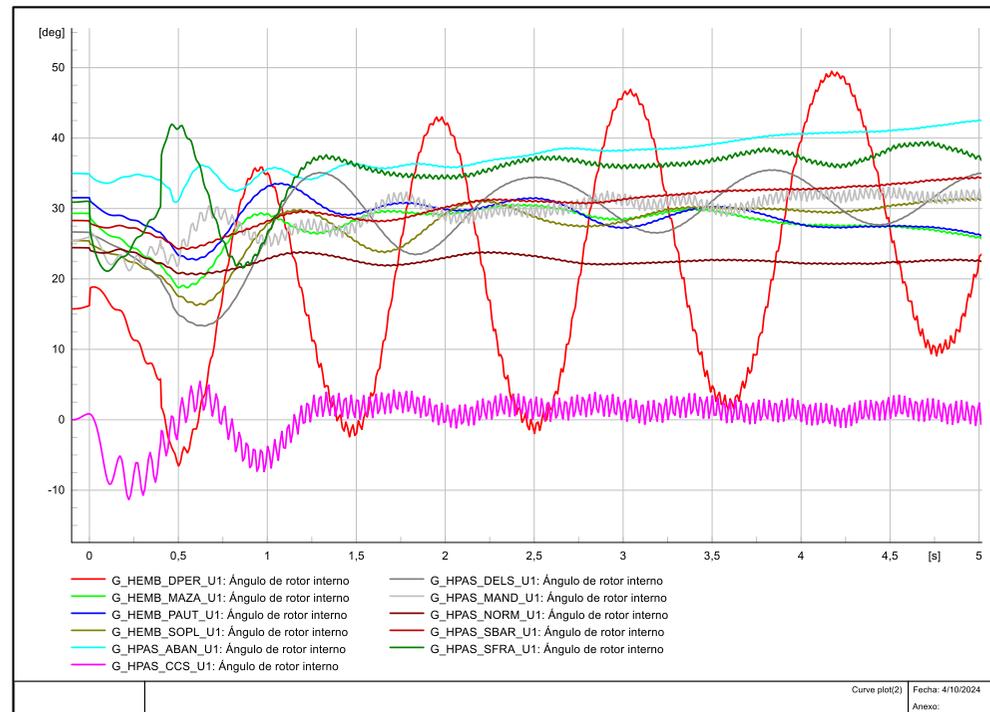


Nota: Fuente: Autor

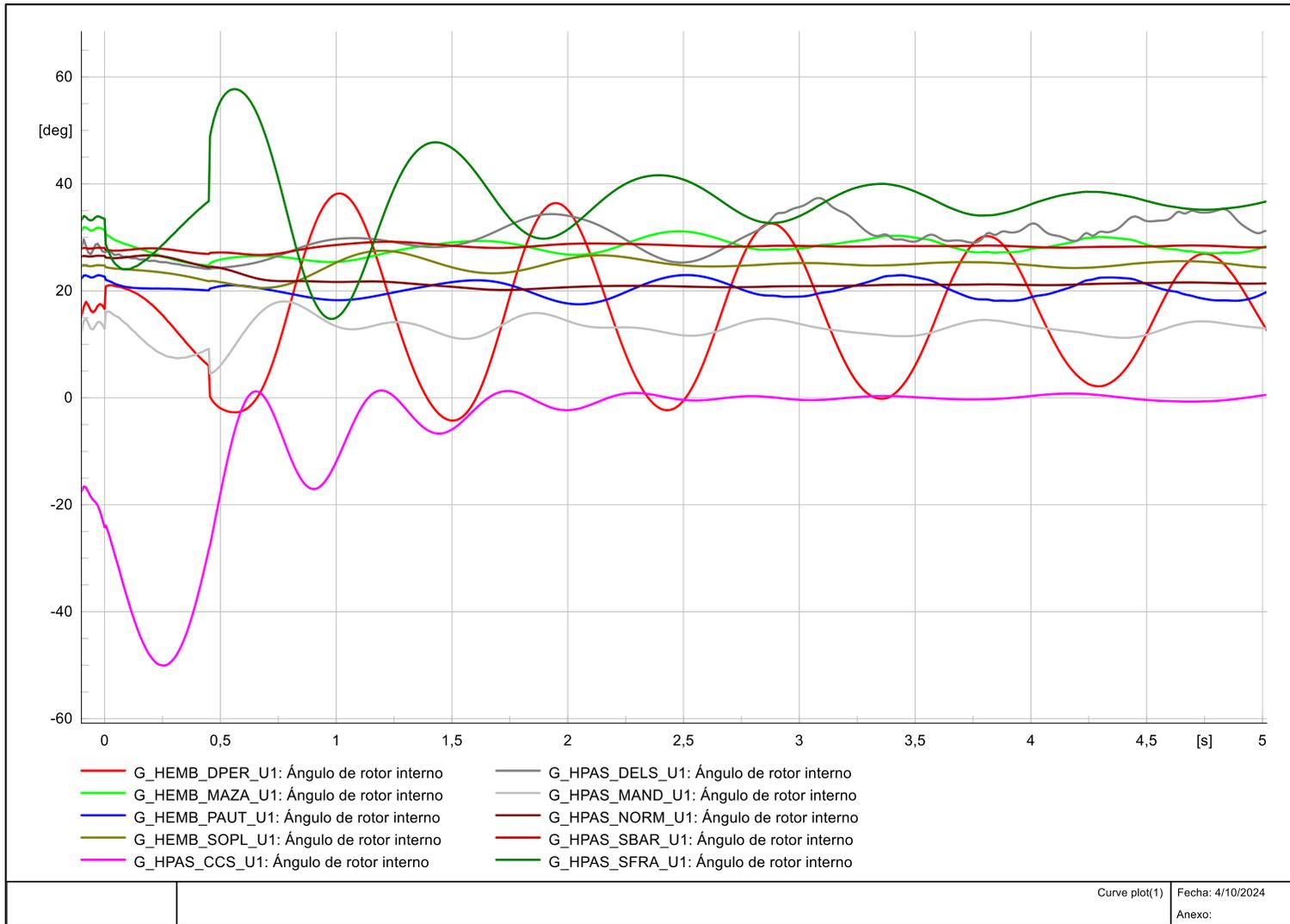
1.28. Anexo 7. Esquemas análisis de estabilidad

1.28.1. Línea “Santa Rosa – Totoras ” 230 kV

Evento 1: Cortocircuito 0 segundos al 50 % de la línea con desconexión después de 350 ms durante 5 segundos antes y después de los nuevos proyectos

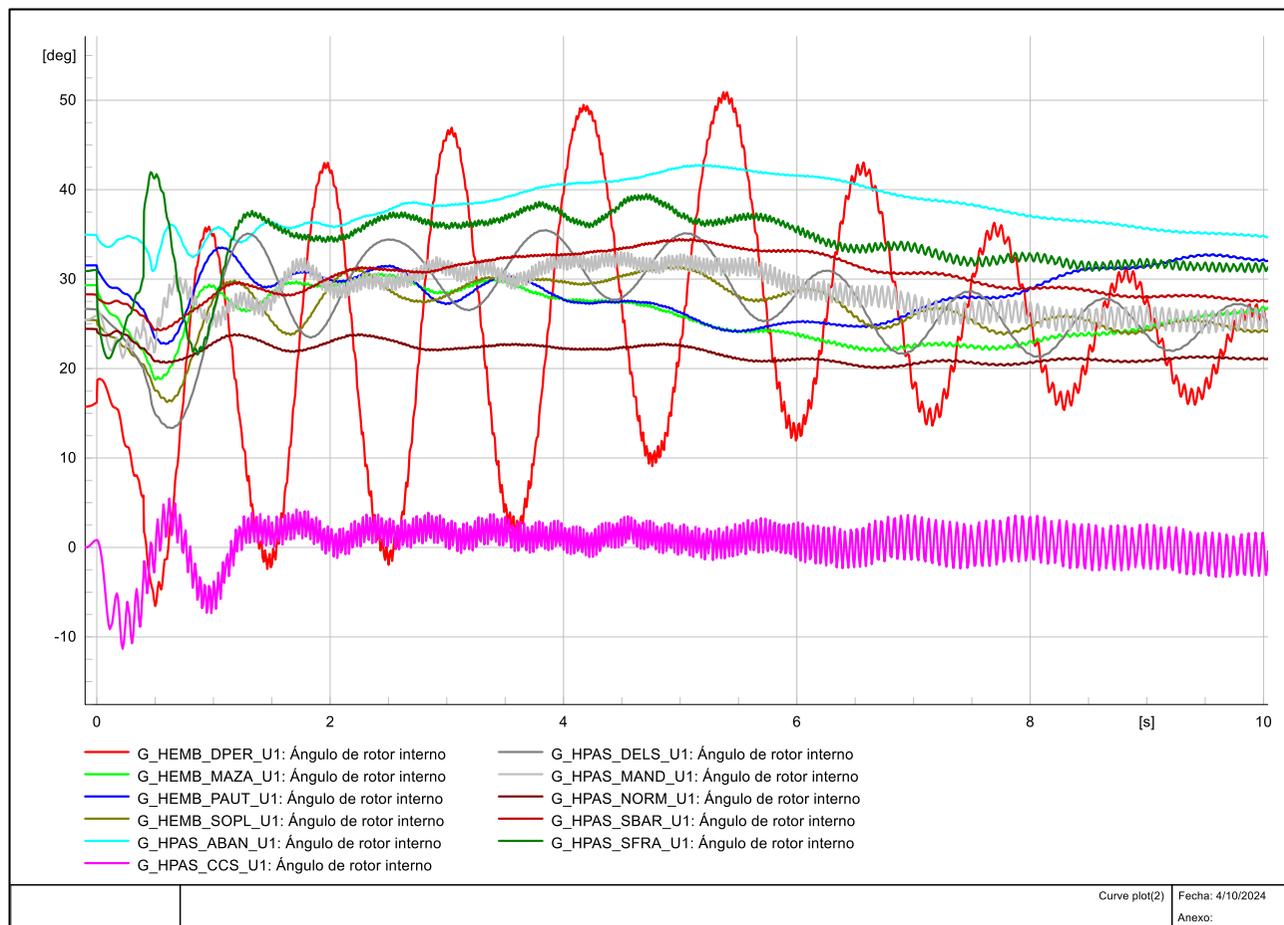


Nota: Fuente: Autor

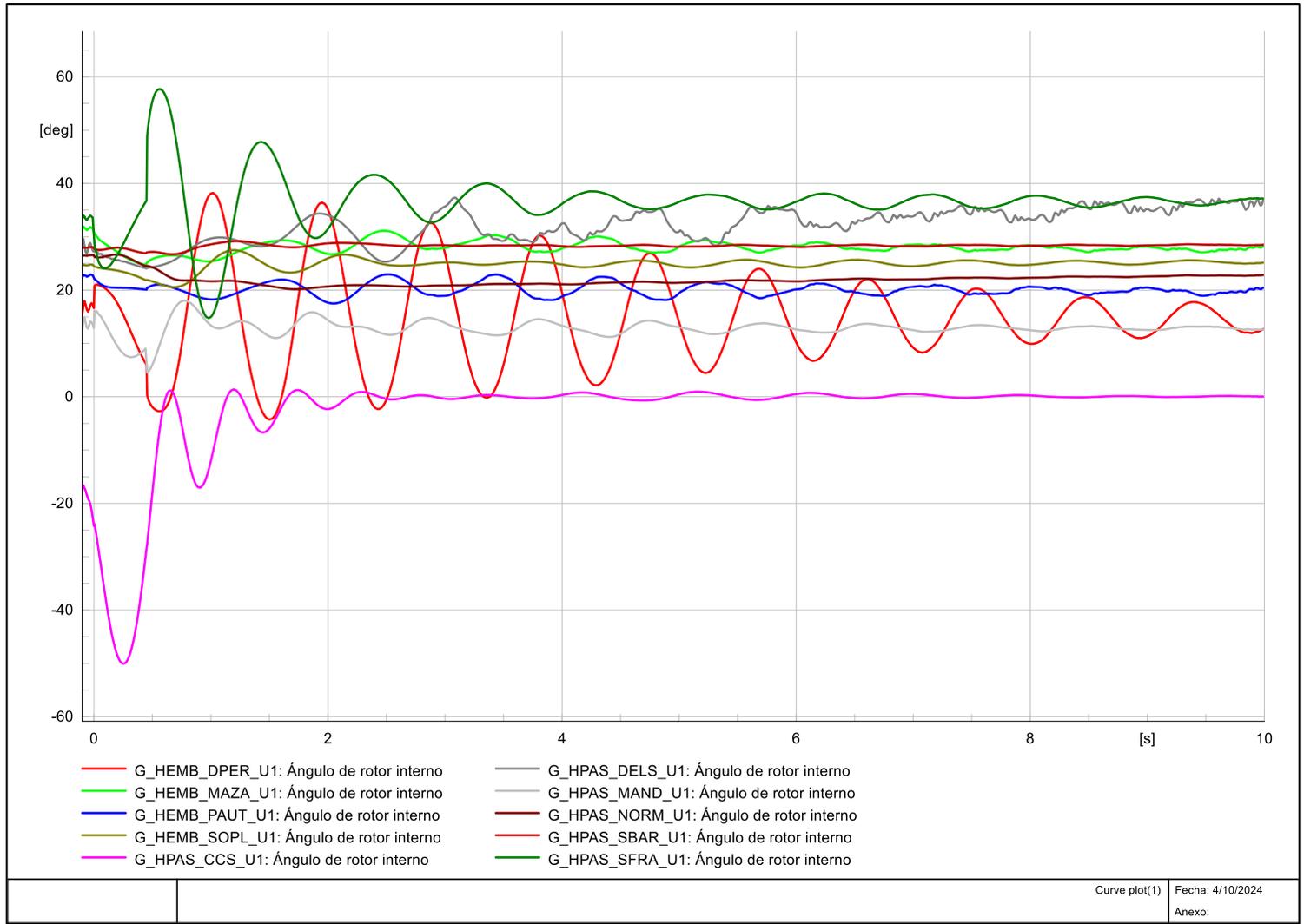


Nota: Fuente: Autor

Evento 1: Cortocircuito 0 segundos al 50 % de la línea con desconexión después de 350 ms durante 10 segundos antes y después de los nuevos proyectos



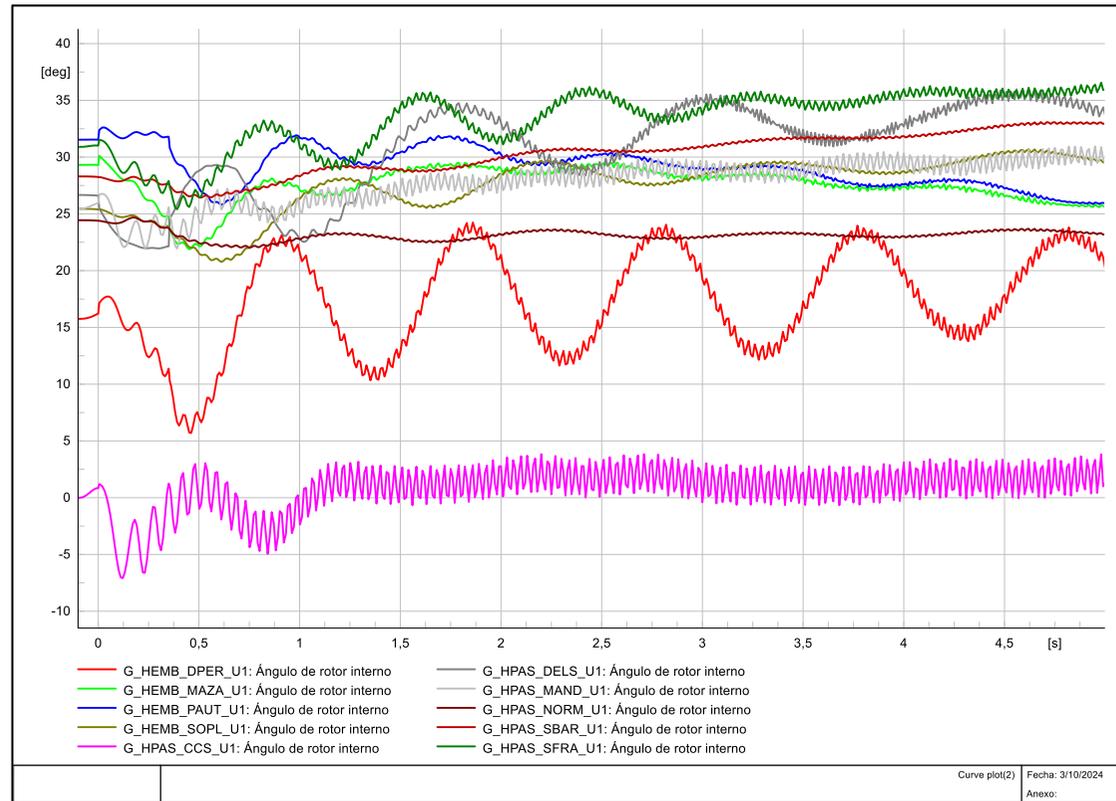
Nota: Fuente: Autor



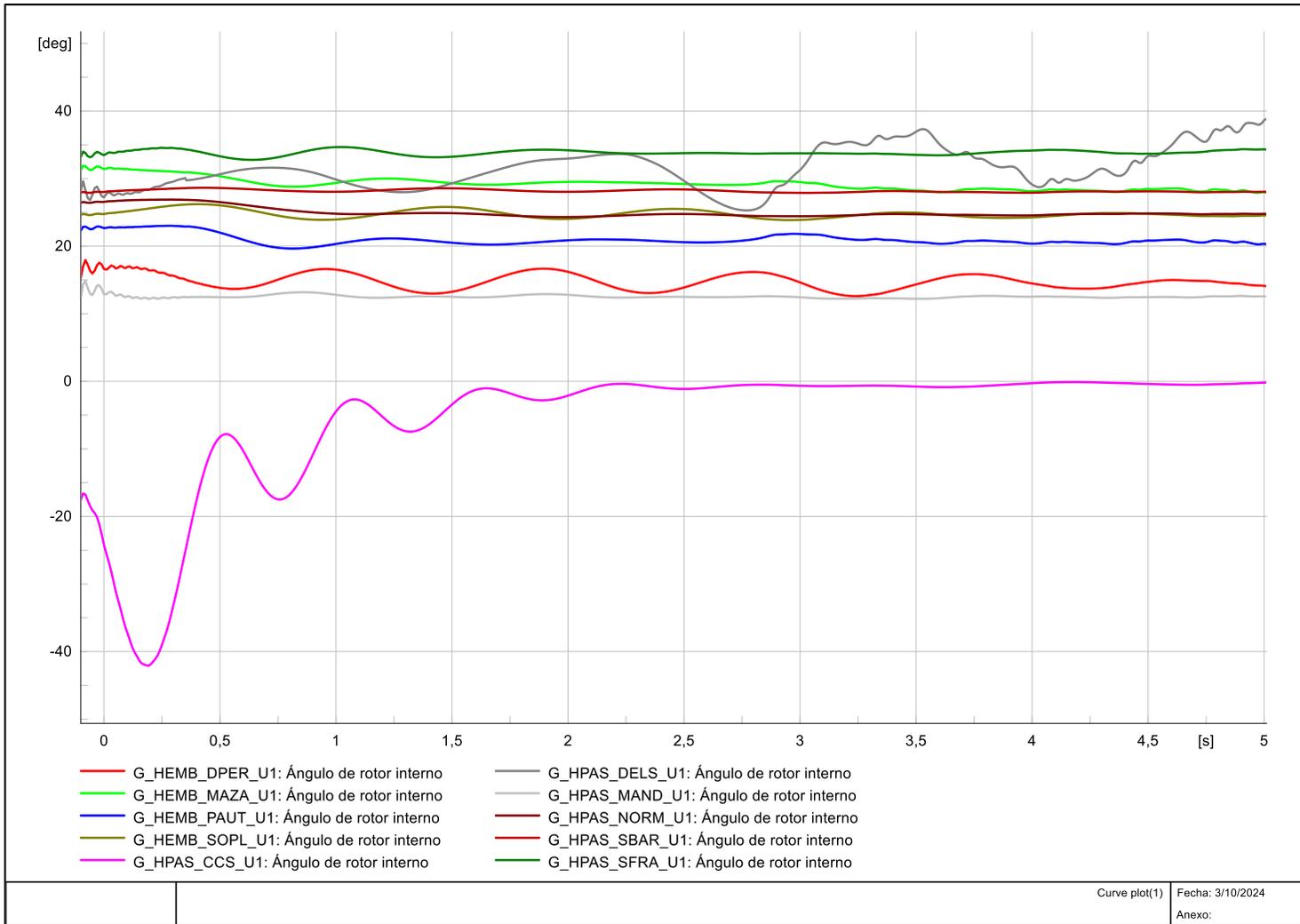
Nota: Fuente: Autor

1.28.2. Línea “Cuenca - Molino” 130 kV

Evento 2: Cortocircuito 0 segundos al 50 % de la línea con desconexión después de 350 ms durante 5 segundos antes y después de los nuevos proyectos

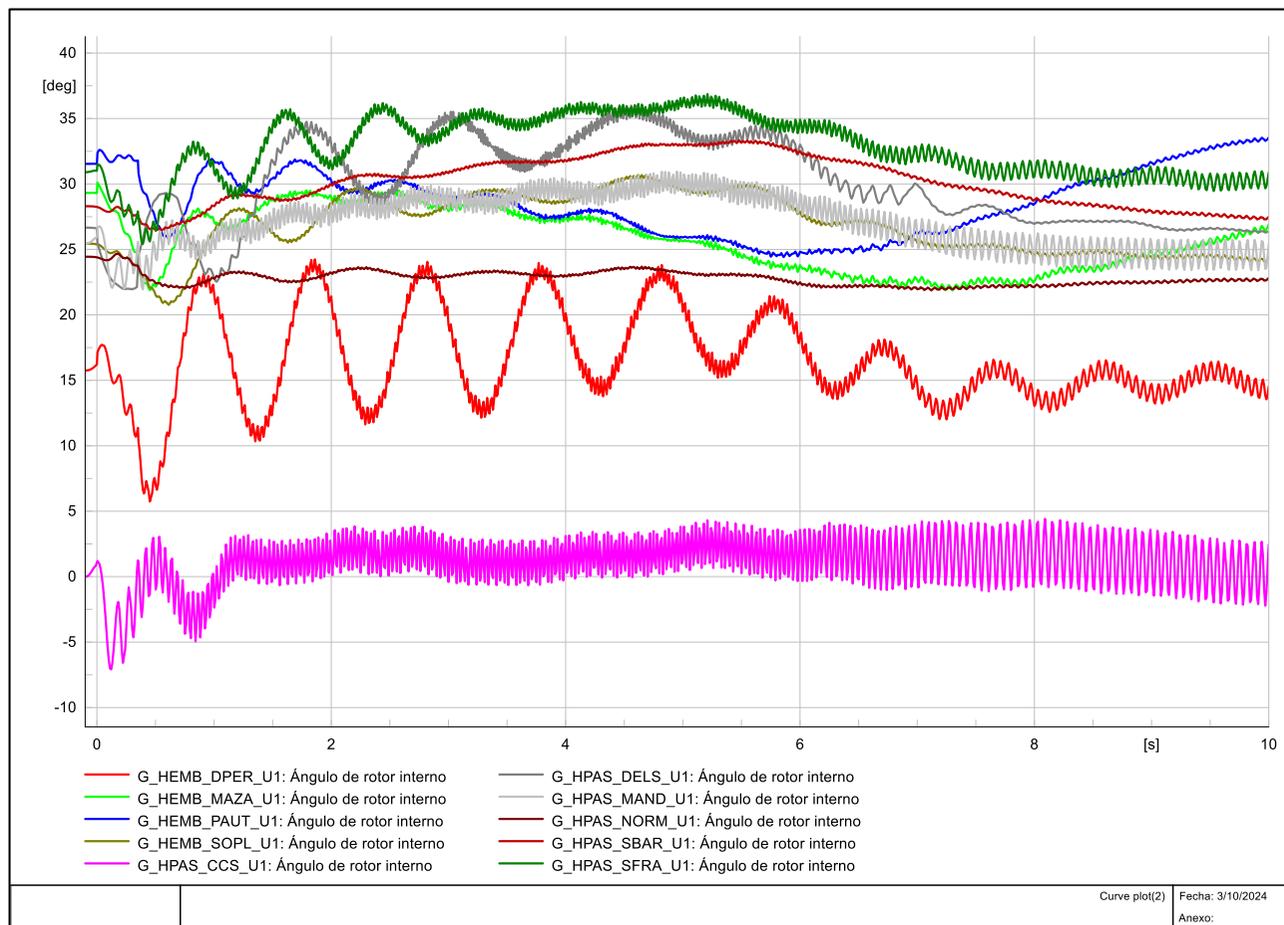


Nota: Fuente: Autor

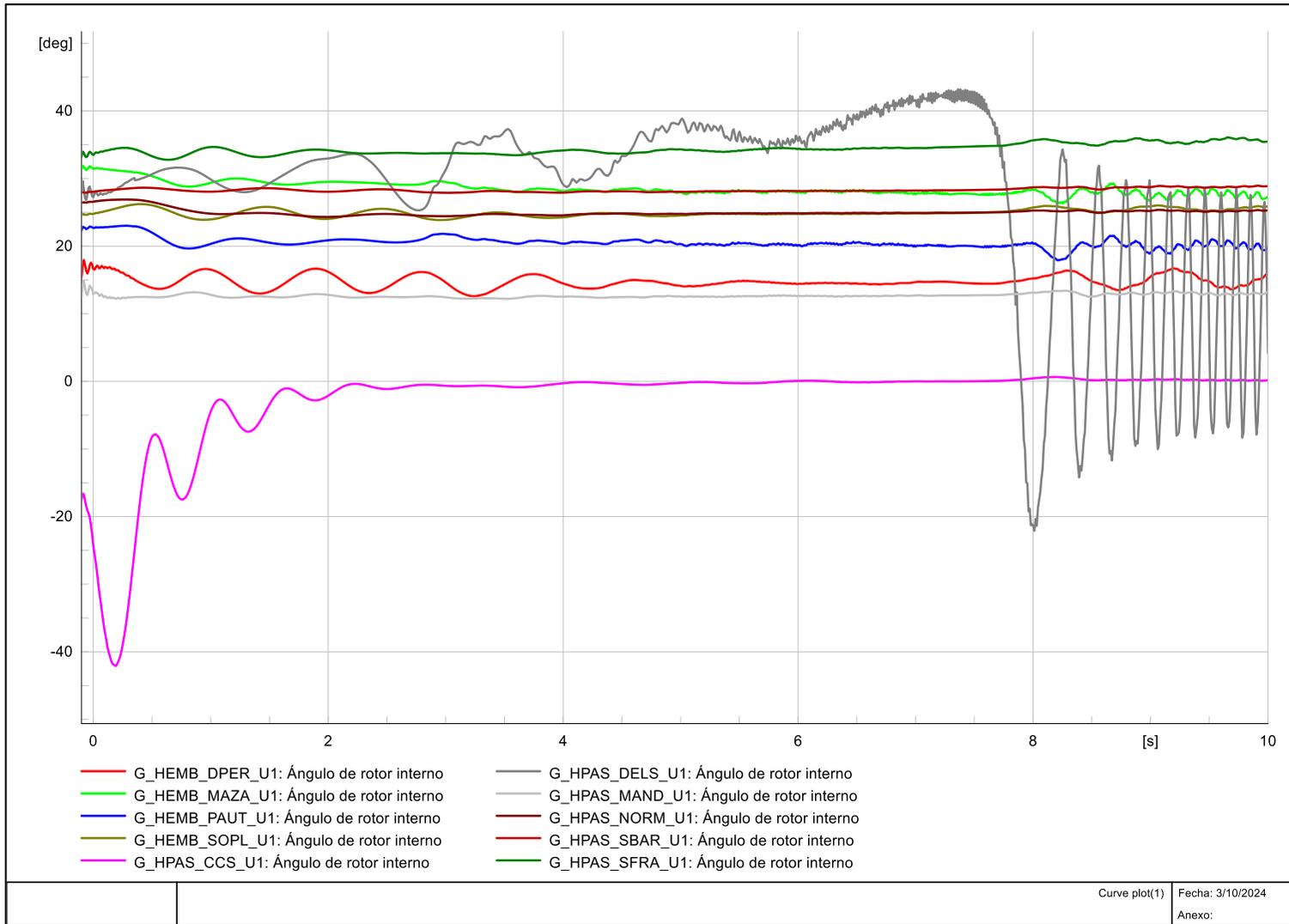


Nota: Fuente: Autor

Evento 2: Cortocircuito 0 segundos al 50 % de la línea con desconexión después de 350 ms durante 10 segundos antes y después de conectar los nuevos proyectos



Nota: Fuente: Autor



Nota: Fuente: Autor