



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL  
FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y  
COMPUTACIÓN

TESIS DE POSTGRADO:

DESARROLLO DE UN GEMELO DIGITAL ASOCIADO A UNA  
LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DE 69 KV PARA LA DETECCIÓN  
TEMPRANA DE ANOMALÍAS

Previo a la obtención del título de:  
**Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**

Autores:  
Víctor Emmanuel Pantoja Peralta  
Ana Belén Martínez Rojas

Tutor: Phd. Síxifo Falcones  
Revisor: MEng. José Layana Chancay

Agosto 2025

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

# Declaración Expresa

Nosotros Ana Belén Martínez Rojas y Víctor Emmanuel Pantoja Peralta, acordamos y reconocemos que: La titularidad de los derechos patrimoniales de derechos de autor del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. El o los estudiantes deberán procurar en cualquier caso de cesión de sus derechos patrimoniales incluir una cláusula en la cesión que proteja la vigencia de la licencia aquí concedida a la ESPOL. La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, secreto empresarial, derechos patrimoniales de autor sobre software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso. En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al/los autor/es que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 15 de septiembre del 2025.

---

Víctor Emmanuel Pantoja Peralta

---

Ana Belén Martínez Rojas

**Evaluadores**

---

**Nombre del Profesor**

MEng. José Layana Chancay

---

**Nombre del Profesor**

PhD. Síxifo Falcones

# Agradecimientos

Agradezco a Dios por iluminarme con su infinita sabiduría para poder realizar y culminar esta etapa de mi vida. A mi tutor por su valiosa orientación y consejos durante el transcurso de esta tesis. A mi compañero Víctor por su compromiso y apoyo durante el desarrollo de este proyecto.

Ana Belén Martínez Rojas

Agradezco a Dios sobre todas las cosas por cada día más de vida y por ser mi fuente de fuerza y fortaleza durante el transcurso de la maestría. A mi tutor, revisor, docentes y compañeros por la constante ayuda y enseñanza desde el primer día. A mi familia, por su apoyo incondicional en todo momento, y a mi estimada compañera Ana por su dedicación, haciendo posible el siguiente trabajo de maestría.

Víctor Emmanuel Pantoja Peralta

# Dedicatoria

A Dios, por ser mi amor, mi luz y por bendecirme con sabiduría y fortaleza para seguir adelante. A mis padres, por su amor y apoyo incondicional por enseñarme con su ejemplo el valor del esfuerzo y la constancia. A mis hermanas y Sophie, por recordarme siempre que los lazos familiares son eternos. Y a mi abuelita, que desde el cielo me acompaña. Les dedico este logro con todo mi amor y gratitud

Ana Belén Martínez Rojas

A Dios y a mi familia por estar siempre presente y en todo momento durante el transcurso de la maestría, por ser mi punto de apoyo espiritual y moral, y por su incondicional amor. A mi tutor, revisor y compañeros por permitirme aprender de ellos, y a su vez, ser recibido con aprecio a lo largo de la maestría. A mi estimada compañera Ana, por su constante apoyo y devoción a la realización de este proyecto. Y finalmente a Marimar, mi querida chihuahua, por siempre estar a mi lado.

Víctor Emmanuel Pantoja Peralta

# Índice general

Índice de figuras	6
Índice de cuadros	6
Abreviaturas	11
Simbologías	13
<b>1. DOCUMENTACIÓN INICIAL</b>	<b>16</b>
1.1. Introducción . . . . .	16
1.2. Descripción del problema . . . . .	16
1.3. Justificación . . . . .	17
1.4. Objetivo general . . . . .	17
1.5. Objetivos específicos . . . . .	17
1.6. Resultados esperados . . . . .	18
1.7. Elementos diferenciadores o innovadores . . . . .	18
1.8. Alcance . . . . .	18
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>19</b>
2.1. Conceptualización inicial . . . . .	19
2.2. Contraste literario . . . . .	19
2.3. Conceptos básicos de la línea de transmisión . . . . .	20
2.3.1. Definición y características de la línea de transmisión . . . . .	20
2.3.2. Tipos de conductores de aluminio . . . . .	21
2.3.3. Calibres de conductores comunes . . . . .	21
2.4. Teoría de falla eléctrica en sistemas de potencia . . . . .	23
2.5. Flujo de potencia en sistemas eléctricos . . . . .	24
2.5.1. Método Newton-Raphson . . . . .	24
2.5.2. Método Gauss-Seidel . . . . .	24
2.6. Situación eléctrica actual del Ecuador . . . . .	25
2.6.1. Unidad de Negocio CNEL EP Milagro . . . . .	26
2.6.2. Características técnicas de la línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal . . . . .	27
2.7. Compensadores de Potencia Reactiva . . . . .	29
2.7.1. SVS (Compensador Estático de Var) . . . . .	29
2.7.2. STATCOM (Compensador Sincrónico Estático) . . . . .	30
2.7.3. Banco de capacitores . . . . .	31
2.8. Central fotovoltaica . . . . .	32
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>33</b>
3.1. Recolección de datos históricos y operativos . . . . .	33
3.1.1. Registro de fallas y anomalías . . . . .	33
3.1.2. Perfil de carga y voltajes asociados . . . . .	36
3.2. Parámetros técnicos del gemelo digital . . . . .	38
3.2.1. Subestaciones . . . . .	39
3.2.2. Líneas de subtransmisión . . . . .	39
3.3. Elaboración del modelo inicial . . . . .	41
3.3.1. Implementación de esquema unifilar en DigSILENT PowerFactory . . . . .	41

3.3.2. Equivalentes de red para simulación . . . . .	43
3.3.3. Consideraciones adicionales . . . . .	46
3.4. Implementación del modelo: gemelo digital . . . . .	46
3.5. Diseño de simulación en tiempo real del gemelo digital . . . . .	50
3.5.1. Comunicación PowerFactory – Matrikon OPC . . . . .	50
3.5.2. Desarrollo de servidor local Matrikon OPC . . . . .	56
3.5.3. Comunicación Matrikon OPC – Simulink . . . . .	58
<b>4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>61</b>
4.1. Comportamiento del gemelo digital ante condiciones operativas normales . . . . .	61
4.2. Análisis de fallas eléctricas en el sistema . . . . .	65
4.2.1. Comportamiento del gemelo digital con fallas simuladas . . . . .	65
4.2.2. Análisis de fallas históricas en el sistema eléctrico . . . . .	68
4.3. Propuestas de mitigación basadas en las simulaciones . . . . .	68
4.3.1. Implementación de una línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca .	69
4.3.2. Incorporación de dispositivos FACTS (STATCOM/SVS) en Puerto Inca y Naranjal .	72
4.3.3. Adición de un banco de capacitores en las Subestaciones Puerto Inca y Naranjal .	81
4.3.4. Análisis del comportamiento del gemelo digital con adición/retiro de carga en el tramo Puerto Inca - Naranjal . . . . .	82
4.3.5. Análisis del comportamiento del gemelo digital con retiro de línea de subtransmisión en el tramo Puerto Inca - Naranjal . . . . .	90
4.3.6. Ajuste de taps en los transformadores de Puerto Inca y Naranjal para análisis del comportamiento del gemelo digital . . . . .	93
4.4. Evaluación de los resultados obtenidos . . . . .	101
4.4.1. Incorporación de generación distribuida (fotovoltaica) en barra Naranjal considerando carga estacionaria e irradiancia fija . . . . .	104
4.4.2. Incorporación de generación distribuida (fotovoltaica) en barra Naranjal considerando perfiles de carga e irradiancia . . . . .	110
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>114</b>
5.1. Conclusiones generales del trabajo . . . . .	114
5.2. Recomendaciones para futuras investigaciones . . . . .	115

# Índice de figuras

2.1. Demanda del SNI. Fuente: CENACE [1]. . . . .	25
2.2. Área de cobertura de la Unidad de Negocio CNEL EP Milagro. Fuente: CNEL EP [2]. . . . .	26
2.3. Infraestructura Eléctrica CNEL EP UN Milagro. Fuente: CNEL EP [2] . . . . .	26
2.4. Subestación Puerto Inca - Naranjal. Fuente: Geoportal [3]. . . . .	27
2.5. Línea de subtransmisión Puerto Inca - California. Fuente: Geoportal [3]. . . . .	28
2.6. Línea de subtransmisión California - Naranjal. Fuente: GEOPORTAL [3]. . . . .	28
2.7. Modelo SVS. Fuente:Comparative Analysis of Reactive Power Compensation Devices in a Real Electric Substation [4]. . . . .	29
2.8. Bloque de control para disparo de tiristores. . . . .	29
2.9. Modelo de un STATCOM. Fuente:Comparative Analysis of Reactive Power Compensation Devices in a Real Electric Substation [4]. . . . .	30
2.10. Bloque asociado al controlador del STATCOM. . . . .	31
2.11. Banco de Capacitores en una subestación.Fuente:DIRAM [5]. . . . .	31
2.12. Esquema de planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: Como Funciona Todo [6]. . . . .	32
3.1. Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2021. Fuente: CNEL EP. . . . .	34
3.2. Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2021. Fuente: CNEL EP. . . . .	34
3.3. Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2022. Fuente: CNEL EP. . . . .	35
3.4. Interrupciones del servicio eléctrico Mayo 2025. Fuente: CNEL EP. . . . .	35
3.5. Perfil de carga Naranjal barra 69 kV. Fuente: CNEL EP. . . . .	36
3.6. Parámetros internos de carga Naranjal 13.8 kV. . . . .	37
3.7. Perfil de carga trafo Montero 2 barra 13.8 kV. Fuente: CNEL EP. . . . .	38
3.8. Parámetros internos de carga trafo Montero 13.8 kV. . . . .	38
3.9. Representación en DigSILENT del S/E SNI Milagro. . . . .	41
3.10. Representación en DigSILENT del equivalente de red. . . . .	41
3.11. Representación unifilar tramo SNI-Montero. Fuente: GEOPORTAL [3]. . . . .	42
3.12. Representación unifilar tramo SNI Durán- Tap Montero. Fuente: GEOPORTAL [3]. . . . .	42
3.13. Representación unifilar tramo SNI Milagro Sur - Montero. Fuente: GEOPORTAL [3]. . . . .	42
3.14. Características del conductor ACAR 750. . . . .	43
3.15. Falla trifásica en barra de 69 kV SNI Milagro. . . . .	43
3.16. Definición de parámetros de cortocircuito. . . . .	44
3.17. Falla monofásica en barra de 69 kV SNI Milagro. . . . .	44
3.18. Definición de parámetros de elemento equivalente. . . . .	44
3.19. Ubicación de red equivalente para barra móvil. . . . .	45
3.20. Definición de parámetros de elemento equivalente. . . . .	45
3.21. Ubicación de red equivalente para SNI Durán. . . . .	45
3.22. Definición de parámetros de elemento equivalente. . . . .	46
3.23. Barra Slack del sistema de prueba (SNI Durán). . . . .	46
3.24. Gemelo digital implementado en PowerFactory sin flujo de carga. . . . .	47
3.25. Tramo Puerto Inca - Naranjal implementado en PowerFactory sin flujo de carga. . . . .	48
3.26. Gemelo digital implementado en PowerFactory con flujo de carga. . . . .	49
3.27. Tramo Puerto Inca - Naranjal implementado en PowerFactory con flujo de carga. . . . .	50
3.28. Valores de flujo de carga en Puerto Inca. . . . .	50
3.29. Valores de flujo de carga en Naranjal. . . . .	50
3.30. Definición de variables iniciales y comunicación con Matrikon OPC. . . . .	52
3.31. Definición del bucle infinito y variables asociadas a medidores. . . . .	53
3.32. Definición los ciclos if-else comparativos. . . . .	54

3.33. Definición y despeje de cortocircuitos. . . . .	55
3.34. Definición y despeje de cortocircuitos. . . . .	56
3.35. Tags implementados Matrikon OPC Server for Simulation . . . . .	57
3.36. Interfaz Matrikon OPC Explorer. . . . .	57
3.37. Monitoreo en Tiempo Real en OPC Explorer. . . . .	58
3.38. Conexión en tiempo real PowerFactory - Matrikon -Simulink. . . . .	59
3.39. Panel de visualización y control del gemelo digital en Simulink. . . . .	59
3.40. Esquema Interno Subestación Puerto Inca en Simulink. . . . .	60
3.41. Esquema Interno Línea de subtransmisión Puerto Inca-California en Simulink . . . . .	60
 4.1. Línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal. . . . .	61
4.2. Flujo de potencia en línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal. . . . .	62
4.3. Nivel de voltaje en barra 13.8 kV Milagro Sur. . . . .	63
4.4. Cálculo de margen de error barra de 13.8 kV Milagro Sur - Trafo 3. . . . .	63
4.5. Nivel de voltaje en barra 13.8 kV Montero - Trafo 2. . . . .	64
4.6. Cálculo de margen de error barra de 13.8 kV Montero - Trafo 2. . . . .	64
4.7. Nivel de voltaje en la S/E Naranjal 69 kV. . . . .	65
4.8. Cálculo de margen de error barra 69 kV Naranjal. . . . .	65
4.9. Valores de Flujo de Carga en Puerto Inca. . . . .	66
4.10. Valores de Flujo de Carga en Naranjal. . . . .	66
4.11. Comportamiento de una falla trifásica. . . . .	67
4.12. Comportamiento de una falla bifásica. . . . .	67
4.13. Comportamiento de una falla monofásica. . . . .	67
4.14. Flujo de potencia Puerto Inca - Naranjal. . . . .	69
4.15. Valores reflejados en el servidor Matrikon. . . . .	70
4.16. Ubicación de la nueva línea de transmisión Montero 2 - Puerto Inca. . . . .	70
4.17. Integración la línea simulada con mejora de voltaje en Naranjal. . . . .	71
4.18. Valores reflejados en el Servidor Matrikon. . . . .	71
4.19. Implementación del STATCOM en la red, S/E Puerto Inca. . . . .	72
4.20. Parámetros de Flujo de carga para STATCOM. . . . .	73
4.21. Parámetros de sintonización STATCOM. . . . .	74
4.22. Parámetros del modelo compuesto STATCOM. . . . .	74
4.23. Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando STATCOM. . . . .	75
4.24. Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando STATCOM. . . . .	75
4.25. Implementación del SVS en la red, S/E Puerto Inca. . . . .	76
4.26. Parámetros iniciales del compensador SVS. . . . .	76
4.27. Parámetros de sintonización del SVS. . . . .	77
4.28. Parámetros del modelo compuesto SVS. . . . .	77
4.29. Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando SVS. . . . .	78
4.30. Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando SVS. . . . .	78
4.31. Implementación del STATCOM en la red S/E Naranjal. . . . .	79
4.32. Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando STATCOM. . . . .	79
4.33. Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando STATCOM. . . . .	79
4.34. Implementación del SVS en la red S/E Naranjal. . . . .	80
4.35. Perfil de voltaje S/E Puerto Inca empleando SVS. . . . .	80
4.36. Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando SVS. . . . .	81
4.37. Representación gráfica de los capacitores en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	81
4.38. Flujo de carga del sistema con capacitor activado en barra Puerto Inca. . . . .	82
4.39. Representación de valores de a)carga nominal y b)máximo. . . . .	83
4.40. Representación de valores de c)carga mínima y d)sin carga. . . . .	83
4.41. Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca. . . . .	84
4.42. Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca. . . . .	85
4.43. Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca. . . . .	87
4.44. Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca. . . . .	89
4.45. Flujo de carga con la desconexión de la línea de subtransmisión Puerto Inca - California. . . . .	91
4.46. Flujo de carga del Sistema sin la línea de subtransmisión California - Puerto Inca. . . . .	92
4.47. Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal sin la línea de subtransmisión California - Naranjal. . . . .	92

4.48. Flujo de carga con línea paralela Montero 2- Puerto Inca. . . . .	93
4.49. Valores de flujo de carga en las barras de Puerto Inca y Naranjal. . . . .	94
4.50. Flujo de carga del sistema con línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca. . . . .	95
4.51. Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	95
4.52. Flujo de carga del sistema con STATCOM en la barra Naranjal. . . . .	96
4.53. Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	96
4.54. Flujo de carga del sistema con SVS en la barra Naranjal. . . . .	97
4.55. Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	97
4.56. Flujo de carga del sistema con banco de capacitores en la barra Naranjal. . . . .	98
4.57. Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	98
4.58. Sistema fotovoltaico ubicado en la barra Naranjal. . . . .	104
4.59. Parámetros del panel fotovoltaico. . . . .	105
4.60. Configuraciones del sistema. . . . .	105
4.61. Parámetros de arreglo de sistema . . . . .	106
4.62. Voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal. . . . .	106
4.63. Voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal, incluyendo el control de reactivos. . . . .	107
4.64. Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (sin condensador). . . . .	107
4.65. Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (banco de condensadores). .	108
4.66. Perfil de voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal, incluyendo STATCOM. . . . .	109
4.67. Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (STATCOM). . . . .	109
4.68. Potencia generada por sistema fotovoltaica con irradiancia no fija y perfil de carga diario en barra Naranjal. . . . .	111
4.69. Perfiles de carga y generación fotovoltaica junto al voltaje en las barras Naranjal y Puerto Inca empleando banco de capacitores. . . . .	112
4.70. Perfiles de carga y generación fotovoltaica junto al voltaje en las barras Naranjal y Puerto Inca empleando STATCOM. . . . .	112

# Índice de cuadros

2.1. Niveles de Tensión en el Sistema Eléctrico del Ecuador. . . . .	20
2.2. Características mecánicas y eléctricas de conductor ACSR 266.8 MCM. . . . .	21
2.3. Características mecánicas y eléctricas de conductor ACSR 477 MCM. . . . .	22
2.4. Características mecánicas y eléctricas de conductor ACAR 500 MCM. . . . .	22
2.5. Características mecánicas y eléctricas de conductor ACAR 750 MCM. . . . .	23
3.1. Perfiles de cargas promedio con sus respectivas potencias y fp. . . . .	38
3.2. Características de las Subestaciones del gemelo digital. . . . .	39
3.3. Interconexiones y descripciones operativas de las líneas. . . . .	39
3.4. Características de las líneas de transmisión. . . . .	40
3.5. Parámetros de líneas de transmisión entre subestaciones. . . . .	40
3.6. Tags OPC implementados en la comunicación en tiempo real. . . . .	56
4.1. Porcentaje de error entre históricos y gemelo digital. . . . .	65
4.2. Comparación de número de cortos registradas en los años 2021 y 2022 en la línea Puerto Inca – Naranjal. . . . .	68
4.3. Escenarios propuestos para el análisis del gemelo digital. . . . .	68
4.4. Valores de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	82
4.5. Valores de cargas en sus valores máximos y mínimos. . . . .	83
4.6. Escenarios de carga considerados en el análisis. . . . .	83
4.7. Resultados de voltaje en la alternativa 1 (línea Paralela Montero 2 - Puerto Inca) bajo diferentes variaciones de carga. . . . .	84
4.8. Resultados de voltaje en la alternativa 2 (STATCOM en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga. . . . .	86
4.9. Resultados de voltaje en la alternativa 2 (SVS en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga. . . . .	88
4.10. Resultados de voltaje en la alternativa 3 (banco de capacitores en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga. . . . .	90
4.11. Resultados de nivel de tensión bajo contingencias de retiro de líneas de subtransmisión en los escenarios 1 y 2. . . . .	93
4.12. Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 5. . . . .	99
4.13. Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 4. . . . .	99
4.14. Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 3. . . . .	100
4.15. Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 2. . . . .	100
4.16. Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 1. . . . .	101
4.17. Comparación de alternativas implementadas en las barras Puerto Inca y Naranjal. . . . .	102

# Abreviaturas

AAAC	All Aluminium Alloy Conductor
AAC	All Aluminium Conductor
ACAR	Aluminium Conductor Alloy Reinforced
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
AT	Alta Tensión
B.B	Bus Bar
BT	Baja Tensión
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad
DPL	Digsilent Programming Language
EAT	Extra Alta Tensión
EMT	Electromagnetic Transient
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FC	Fixed Capacitor
fp	factor de potencia
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
kA	kiloAmpere
kV	kiloVolt
kVAR	kiloVolt-Ampere Reactive
kW	kiloWatt
kWh	KiloWatt-hour
L/S	línea de subtransmisión
MCM	Mil Circular Mil
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MVAR	MegaVolt-Ampere Reactive
MW	MegaWatt
OPC	Open Platform Communications
p.u.	por unidad
PCC	Point of Common Coupling
RMS	Root Mean Square

S/E	subestación eléctrica
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
STATCOM	Static Synchronous Compesator
SVS	Static Var System
T/F	Coupling Transformer
TCR	Thyristor Controlled Reactor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
VDC	DC Voltage source
VSC	Voltage Source Converter

# Simbologías

$J(x)$	Matriz Jacobiana de derivadas parciales.
$P_i$	Potencia activa asociada a la barra $i$ .
$Q_i$	Potencia reactiva asociada a la barra $i$ .
$V_i^{(k)}$	Es el conjugado del voltaje anterior en la iteración $k$ .
$V_i^{(k+1)}$	Es el nuevo valor del voltaje en la iteración $k + 1$ , en la barra $i$ .
$Y_{ij}$	Elemento de la matriz de admitancias del sistema que conecta la barra $i$ con la $j$ .
$\Delta x$	Es el vector de correcciones a ser aplicado en las incógnitas, siendo estas: ángulos de voltaje y sus magnitudes.
$f(x)$	Es el vector de funciones no lineales.

# Resumen

Representar digitalmente algún aspecto, elemento o parámetros para su respectivo estudio viene generalmente acompañado de consideraciones que pueden ser: de carácter mecánico, estructural, ambiental, dependiente del tiempo, eléctrico, en base a representaciones matemática, etc. Estas consideraciones permiten satisfacer todos los requerimientos planteados, para poder obtener una imitación 1:1 del elemento en cuestión (sin olvidar el tremendo esfuerzo computacional para considerar cada parámetro preestablecido) pese a ello, estas representaciones presentan ciertas limitaciones o zonas de interés, las cuales permiten definir el objetivo del estudio, es decir, puede que considerar prácticamente todos los fenómenos involucrados mejore el margen de error, pero al tener limitaciones de diseño, computaciones, información (data histórica) se realizan asunciones alineadas al tópico de estudio y/o representación del sistema. El motivo por el cual se ve necesario realizar un estudio en la línea de subtransmisión de 69 kV Puerto Inca-Naranjal, se debe a las interrupciones recurrentes en el sector Naranjal sin causa conocida a pesar del mantenimiento a la red, que afectan a los moradores del sector y a la estabilidad del sistema eléctrico. Esto motivó a implementar un gemelo digital en la línea de subtransmisión de Puerto Inca - Naranjal, con el propósito de poder analizar su comportamiento bajo diferentes escenarios operativos determinando así las posibles anomalías que afecten al sistema. Esto se determina con la data histórica proporcionada por CNEL EP UN Milagro, la cual permitió desarrollar todo el diagrama unifilar, mostrando como resultado novedades en el rango de tensión operativo en dicha zona (valores menores a 0.95 p.u.). Para contrarrestar esta caída de tensión, se propone siete escenarios de simulación: La implementación de la línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca, la incorporación de dispositivos FACTS (STATCOM/SVS) y de bancos capacitores en las barras de Puerto Inca y Naranjal, el análisis para cada alternativa implementada con variación de carga, la simulación de retiro de líneas de subtransmisión, el ajuste de taps de los transformadores Puerto Inca y Naranjal. De estos escenarios, se determina que al seleccionar la opción de STATCOM y banco de capacitores en la barra Naranjal, se proporciona una mejor entrega de nivel de tensión en las barras, así como el respectivo control inclusive ante generación fotovoltaica, el cual corresponde al séptimo escenario. De los resultados obtenidos de este último escenario, se recomienda la aplicación del equipo STATCOM, para perfiles de carga y generación con irradiancia no estacionaria, caso contrario ante la presencia de carga y generación estacionaria, el escenario de banco de capacitores es una opción atractiva y funcional para el sistema.

# Abstract

Digitally representing an aspect, element, or parameter for study is generally accompanied by considerations that may be mechanical, structural, environmental, time-dependent, electrical, based on mathematical representations, etc. These considerations allow all the requirements to be met in order to obtain a 1:1 imitation of the element in question (not forgetting the tremendous computational effort required to consider each pre-established parameter). Despite this, these representations have certain limitations or areas of interest, which allow the objective of the study to be defined. In other words, considering practically all the phenomena involved may improve the margin of error, but due to limitations in design, computation, and information (historical data), assumptions are made in line with the topic of study and/or representation of the system. The reason why it is necessary to carry out a study on the 69 kV Puerto Inca-Naranjal subtransmission line is due to recurring interruptions in the Naranjal sector with no known cause, despite maintenance on the network, which affect residents in the sector and the stability of the electrical system. This led to the implementation of a digital twin on the Puerto Inca-Naranjal subtransmission line, with the aim of analyzing its behavior under different operating scenarios, thus determining possible anomalies affecting the system. This is determined using historical data provided by CNEL EP UN Milagro, which enabled the development of the entire single-line diagram, showing as a result new developments in the operating voltage range in that area (values less than 0.95 p.u.). To counteract this voltage drop, seven simulation scenarios are proposed: The implementation of the Montero 2 parallel subtransmission line - Puerto Inca subtransmission line, the incorporation of FACTS (STATCOM/SVS) devices and capacitor banks in the Puerto Inca and Naranjal busbars, the analysis for each alternative implemented with load variation, the simulation of subtransmission line removal, and the adjustment of the Puerto Inca and Naranjal transformer taps. From these scenarios, it is determined that selecting the STATCOM and capacitor bank option at the Naranjal busbar provides better voltage level delivery at the busbars, as well as the respective control, even with photovoltaic generation, which corresponds to the seventh scenario. Based on the results obtained from this last scenario, the application of STATCOM equipment is recommended for load and generation profiles with non-stationary irradiance. Otherwise, in the presence of stationary load and generation, the capacitor bank scenario is an attractive and functional option for the system.

# **Capítulo 1**

## **DOCUMENTACIÓN INICIAL**

### **1.1. Introducción**

En el ámbito de la transmisión eléctrica, el mantenimiento y la monitorización de las líneas de alta tensión son aspectos fundamentales para garantizar la continuidad del suministro y evitar fallos catastróficos, las líneas de subtransmisión de 69 kV, utilizadas ampliamente para transportar energía eléctrica a grandes distancias, están expuestas a diversos factores externos como las condiciones meteorológicas, la corrosión y el desgaste mecánico. Estos factores pueden generar anomalías que, si no se detectan a tiempo, podrían resultar en interrupciones del servicio o daños costosos. Considerando lo antes mencionado, surge la necesidad de implementar tecnologías avanzadas como los gemelos digitales, que permiten una vigilancia continua y precisa del estado de las infraestructuras críticas. El avance de la tecnología ha permitido la creación de gemelos digitales, réplicas virtuales de activos físicos que permiten simular y monitorear en tiempo real el comportamiento de infraestructuras críticas, por lo cual, la implementación de un gemelo digital para una línea de subtransmisión de 69 kV puede ofrecer una vigilancia continua, detectando anomalías de manera temprana y optimizando las estrategias de mantenimiento preventivo. La creación de este modelo digital implicará la integración de múltiples tecnologías, como la sensorización avanzada, el análisis de datos y la simulación virtual, para lograr una representación fiel y dinámica del sistema físico, además se busca identificar los tipos de anomalías más comunes que afectan a las líneas de subtransmisión, así como evaluar la capacidad del gemelo digital para predecir su ocurrencia con precisión. La importancia de este estudio radica en su búsqueda para mejorar la confiabilidad y seguridad del equipo en cuestión; un sistema de detección temprana basado en gemelos digitales podría reducir significativamente los costos asociados con el mantenimiento reactivo, al permitir una planificación más precisa y evitar interrupciones inesperadas del servicio. Además, este enfoque contribuiría a alinear el sector eléctrico con las tendencias globales de transformación digital, promoviendo el uso de tecnologías de la información para optimizar la operación y gestión de infraestructuras críticas.

### **1.2. Descripción del problema**

Para poner en contexto la problemática inicial procederemos a nombrar un elemento específico siendo este la línea de subtransmisión de 69 kV que conecta Puerto Inca y Naranjal, puesto que este ha sido objeto de recurrentes fallas que han provocado interrupciones en el suministro eléctrico de la ciudad de Naranjal, donde estos eventos no solo generan inconvenientes para los usuarios finales, sino que también impactan negativamente en la estabilidad del sistema eléctrico regional. A pesar de los esfuerzos de mantenimiento y actualización de los equipos de protección, las fallas continúan ocurriendo sin una causa clara identificada, lo que subraya la necesidad de un análisis exhaustivo de la red y de las condiciones operativas de la línea.

Uno de los principales inconvenientes radica en la falta de un método sistemático y preciso para identificar las causas de las fallas en esta línea de transmisión, así como la implementación de soluciones eficaces para prevenir futuras interrupciones. Asimismo, la tecnología de gemelos digitales ha emergido como una herramienta poderosa en el campo de la ingeniería eléctrica; un gemelo digital permite replicar virtualmente el comportamiento de los sistemas físicos, lo que habilita la simulación de condiciones de

falla y escenarios de contingencia en tiempo real [7] [8], adicional a lo antes expuesto este enfoque proporciona una ventaja significativa, ya que permite predecir y en base a ello tomar acciones que permitan mitigar eventos adversos antes de que ocurran en el sistema real.

Investigaciones previas han demostrado la efectividad del uso de gemelos digitales en la optimización de redes eléctricas. Autores como Kumar y Singh [9] destacan que la implementación de gemelos digitales ha permitido mejorar la detección de fallas y optimizar los sistemas de protección, reduciendo los tiempos de respuesta y mejorando la resiliencia del sistema ante eventos críticos, asimismo, estudios como los de Zhang y Li [10] subrayan la importancia de los gemelos digitales en la planificación de contingencias y la optimización de la red de transmisión, lo que ha permitido disminuir los costos operacionales y reducir las pérdidas energéticas. Estas investigaciones refuerzan la propuesta de esta tesis para aplicar la tecnología de gemelos digitales en una línea de 69 kV con el fin de identificar las causas de las fallas y establecer planes de contingencia. El presente trabajo busca desarrollar un análisis de un gemelo digital para la línea de 69 kV, con el fin de replicar los escenarios de falla, identificar sus posibles causas, y proponer correctivos que optimicen la operación y la estabilidad del sistema eléctrico; de cierta manera se presenta un estudio novedoso enfocado a la rama de la ingeniería eléctrica debido al poco desarrollo de este modelo virtual dentro del país ( [11], por ejemplo trata sobre un trabajo de automatización empleando tal modelo).

### 1.3. Justificación

El proyecto de trabajo de titulación propone el desarrollo de un gemelo digital de la línea de subtransmisión de 69 kV Puerto Inca - Naranjal, como una solución innovadora y eficiente para abordar el problema de las fallas recurrentes que afectan el suministro eléctrico. Esta tecnología permitirá simular y replicar el comportamiento real de la línea de subtransmisión en un entorno virtual, lo que facilita la identificación precisa de las causas de las fallas, la evaluación de su impacto y la implementación de medidas correctivas sin interferir directamente en la operación del sistema físico.

El gemelo digital proporcionará una visión integral del sistema eléctrico, combinando datos históricos y simulaciones, para anticipar posibles fallas. Mediante este modelo virtual, se podrán generar múltiples escenarios de fallas asociados a las anomalías a responder y evaluar la respuesta del sistema ante dichos eventos, esto ayudará a optimizar la operación de la red, detectar vulnerabilidades, y prever las condiciones que podrían causar interrupciones en el servicio, adicionalmente se contribuirá a la mejora continua de la operación de la red eléctrica; gracias al uso de un gemelo digital, será posible desarrollar estrategias de contingencia que se adapten a las diferentes situaciones operativas [12], lo que reducirá el riesgo de interrupciones y mejorará la resiliencia del sistema frente a futuras contingencias.

Finalmente, el proyecto contribuirá al campo de la ingeniería eléctrica, al ser una aplicación novedosa de la tecnología de gemelos digitales en un contexto local, donde este enfoque podrá ser replicado en otras líneas de subtransmisión que presenten problemas similares, fortaleciendo la infraestructura eléctrica de la región en el largo plazo.

### 1.4. Objetivo general

Desarrollar un gemelo digital de una línea de transmisión de 69 kV en el tramo Puerto Inca - Naranjal, en el software DigSILENT PowerFactory, que permita realizar la identificación temprana de anomalías.

### 1.5. Objetivos específicos

- Modelar la línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal de 69 kV utilizando el software DigSILENT PowerFactory, que permita replicar de forma adecuada el comportamiento del sistema en condiciones de operación.
- Implementar un gemelo digital integrado con datos históricos, capaz de simular escenarios de operación conocidas en la línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal.

- Diseñar estrategias de mejora fundamentadas en los hallazgos del gemelo digital para reducir el impacto de futuras fallas.
- Evaluar la efectividad del gemelo digital y las estrategias de mejora mediante simulaciones y comparaciones con datos operacionales reales, para validar la funcionalidad del modelo propuesto.

## 1.6. Resultados esperados

Los resultados previstos son los siguientes:

- Replicación de comportamiento: El gemelo digital permitirá reproducir el comportamiento de la línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal, ante diferentes escenarios: condiciones normales y fallas del sistema, utilizando datos históricos.
- Propuestas de mitigación: En base a las simulaciones, se presentarán propuestas de mitigación para mejorar la continuidad del suministro eléctrico
- Optimización de los tiempos de respuesta: Se espera una reducción en los tiempos de respuesta, mejorando así la eficiencia operativa del sistema.

## 1.7. Elementos diferenciadores o innovadores

Nuestro proyecto de titulación presenta la característica de proponer un estudio y aplicación de gemelo digital enfocado en la rama de ingeniería eléctrica, concepto poco aplicado o reconocido dentro de nuestro país (por ejemplo, existe un proyecto de replicar digitalmente la Isla Santa Cruz en Galápagos [13]), más aún si entablamos el tópico de Líneas de subtransmisión de nuestro sistema eléctrico Puerto Inca - Naranjal. Complementando a lo antes mencionado, no sólo se propondrá la replicación de la línea de subtransmisión sino que, adicionalmente se desarrollará durante el transcurso de las simulaciones, análisis del comportamiento de la línea de subtransmisión Puerto Inca Naranjal ante la presencia de las respectivas anomalías que perjudican el sistema: esto conjuntamente al desarrollo de propuestas de mejora (optimización de tiempos de respuesta) colocan el proyecto, como una alternativa atractiva al momento de considerar este tipo de análisis, que al final del día benefician tanto al consumidor como al creciente mercado eléctrico.

## 1.8. Alcance

En base a lo antes descrito, y en función de los resultados a ser esperados, se prevé que nuestro modelo digital abarque las siguientes aristas:

- Proponer un modelo que permita facilitar la aplicación y puesta en marcha de esta instrumentación digital, como fue nombrado previamente dentro del Ecuador (siendo más específicos, región costa) el estudio y aplicación de gemelos digitales aún se encuentra en *pañales*, debido a eso no existen procedimientos ni reglas establecidas para el diseño de gemelos digitales, siendo este un nuevo terreno aún por asentado.
- En base al desarrollo de nuestro modelo, se pretende que este pueda ser aplicado no solo de manera gubernamental, sino, que puede ser utilizado por los grandes clientes que deseen optar por una alternativa diferente a las propuestas en el contexto de mantenimiento industrial.
- Proveer una alternativa adicional al momento de realizar una toma de decisiones, esto se debe a la naturaleza en que esta englobado el proyecto, pues al evaluar en tiempo real el comportamiento de una Línea de subtransmisión, el cliente o persona beneficiada manipulará información o data al instante, la cual agilitará los procesos internos asociados al bloque de Ingeniería dentro de una empresa.

# Capítulo 2

## MARCO TEÓRICO

### 2.1. Conceptualización inicial

Desarrollar una copia o mímica digital de un equipo o elemento eléctrico tiene su respectiva complejidad, no sólo por el hecho de presentar y trabajar con variables, sino que el hecho de entablar y socializar los puntos básicos de este tipo de moldeamiento suelen ser no correspondidos a la primera, con esto se refiere a aterrizar los conceptos básicos para un mejor entendimiento, y no recaer en trábas conceptuales a futuro, uno de estos conceptos es acerca del gemelo digital, puesto que este es una representación virtual de un sistema físico que replica su comportamiento, ya se de manera estática o dinámica dependiendo de la operación a realizar, esta representación tiene como principal objetivo observar, analizar y llevar un registro del funcionamiento de dicho sistema a través de datos históricos y/o en tiempo real. Esta tecnología ha encontrado aplicaciones en múltiples sectores, como la salud, la ingeniería civil y la aeronáutica, entre otros, dentro del tópico del proyecto y en el ámbito de la ingeniería eléctrica, los gemelos digitales se utilizan para simular redes eléctricas, permitiendo así analizar tanto condiciones operativas como posibles fallas, donde esto contribuye a mejorar la estabilidad del sistema y facilitar la toma de decisiones preventivas para así evitar interrupciones en el rendimiento del sistema [14].

Ciertamente se observa que una réplica digital es conveniente cuando el equipo a ser analizado puede no presentar disposición inmediata o, en su defecto, su manipulación puede ser dificultosa (no es accesible), y ciertamente uno de tales elementos es la línea de subtransmisión, como se sabe son equipos que no pueden ser manipulados sin previa autorización, seguridad, y capital, y pese a eso sigue siendo un tema complejo, es por ello que son un componente fundamental del sistema eléctrico de transmisión ya que se encargan de transportar la energía desde las estaciones generadoras hasta los centros de distribución, alimentando así a las ciudades, sin embargo, la estabilidad de estas líneas puede verse comprometida por factores externos, como son las condiciones climáticas, sobrecargas, mantenimiento no aplicado correctamente, entre otros problemas, lo que puede provocar interrupciones en el suministro eléctrico [15].

Una vez que se define lo que son los pilares fundamentales para comprender el punto de inicio de nuestro proyecto, faltaría presentar el medio por el cual desarrollaremos este estudio y análisis del elemento, siendo este una aplicación de los sistemas de simulación, y es que esto se debe a que los gemelos digitales se caracterizan por la capacidad de simulación en tiempo real, que es esencial para su implementación y desarrollo, lo cual permite replicar el comportamiento del sistema en diversas condiciones, mitigando la presencia de fallas en las líneas de transmisión mediante ajustes preventivos, de esta manera los operadores pueden tomar decisiones acertadas para mejorar la estabilidad y eficiencia del sistema [16]; adicionalmente al obtener una simulación adecuada, solo faltaría definir un correcto uso en base a la data recabada durante las pruebas efectuadas, y en base a ella se pueden definir ciertos tiempos de respuesta adecuados, estas ayudan a gestionar de manera eficiente la toma de decisiones en caso de posibles fallas en el sistema eléctrico, como resultado de la réplica y simulación de escenarios de fallas, permitiendo así ajustar las respuestas del sistema y definir tales métodos.

### 2.2. Contraste literario

En los últimos años, el concepto de Gemelo Digital ha ganado importancia debido a los avances en tecnologías de análisis de datos, por ejemplo y según Tao [17], un Gemelo Digital es una representación

virtual de un activo físico que interactúa de manera continua con su contraparte real a través de la retroalimentación de datos en el sector eléctrico, Li y Zhang [18] señalan que la integración de Gemelos Digitales puede mejorar significativamente la capacidad de las empresas y grandes clientes para monitorizar, en tiempo real, el estado de sus equipos. Dichos autores también destacan la importancia de implementar machine learning para detectar patrones anómalos en los datos, lo que facilita la identificación temprana de fallos potenciales. Estudios asociados al tema han explorado los beneficios de los Gemelos Digitales para la gestión de infraestructuras críticas, uno de estos por ejemplo, Smith y Brown [19] destaca los retos específicos que enfrentan las líneas de transmisión debido a su exposición a factores ambientales como las fluctuaciones térmicas, tormentas eléctricas y sobrecargas de corriente, que pueden causar fallos difíciles de prever con los métodos de mantenimiento correctivos, es aquí donde la implementación de un Gemelos Digitales, permitiría a las empresas anticipar estos fallos y realizar intervenciones oportunas. Jones et al. [20] comparten que la implementación de esta tecnología en redes de transmisión de alta tensión permite un monitoreo más preciso y la intervención oportuna frente a anomalías. El uso de la digitalización de equipos pueden mejorar la identificación temprana de fallos potenciales, como señalan García y Martínez, además, trabajos como el de [21] han demostrado la efectividad de los gemelos digitales en la detección de fallos estructurales en diversas infraestructuras, donde su investigación sugiere que la implementación de estas tecnologías en las redes eléctricas podría reducir en un 30 % los tiempos de inactividad relacionados con el mantenimiento preventivo, lo que supone un ahorro significativo para las empresas; algo cercano [22] exploraron cuando combinan los medios digitales con sistemas de alerta temprana basados en AI, concluyendo que esta mezcla puede mejorar notablemente la capacidad predictiva de los sistemas de monitoreo.

## 2.3. Conceptos básicos de la línea de transmisión

### 2.3.1. Definición y características de la línea de transmisión

La línea de transmisión es un medio por el cual se transmite y distribuye la energía eléctrica a grandes y pequeñas distancias. Son utilizadas para transportar niveles altos de voltaje y junto con las subestaciones forman parte de la red eléctrica. En Ecuador, el sistema eléctrico está ramificado en diferentes niveles de tensión, los cuales son definidos por rangos de voltaje determinando así su función y propagación. Como se puede apreciar en la Tabla 2.1.

Niveles de Tensión en Líneas de Transmisión en Ecuador		
Clasificación	Nivel de Tensión	Características
Extra Alta Tensión (EAT)	Mayor 500 kV	Conecta el sistema eléctrico nacional e internacional
Alta Tensión (AT)	230 kV - 138 kV	Traslada la energía a grandes distancias
Subtransmisión	115 kV - 69 kV	Alimenta subestaciones
Media Tensión	34.5 kV - 22 kV	Distribución a zona urbana y rural
Baja Tensión	220 V - 127 V	Suministros usuarios finales

Cuadro 2.1: Niveles de Tensión en el Sistema Eléctrico del Ecuador.

Las líneas de transmisión tienen características, las cuales se determinan por sus propiedades eléctricas, la constante eléctrica del aislante y sus propiedades físicas como el diámetro y su distancia del conductor. Estas características son:

- Resistencia
- Inductancia
- Capacitancia en derivación
- Conductancia en derivación

La capacitancia en derivación y conductancia, están dadas por los conductores y tierra. La Resistencia e Inductancia vienen dadas por la longitud de la línea de transmisión.

### 2.3.2. Tipos de conductores de aluminio

A continuación se describen los tipos de cables más comunes y empleados en el negocio de la electricidad, siendo estas:

- AAC: Representa a todos los conductores que son de aluminio
- AAAC: Representa a todos los conductores que son de aleación de aluminio
- ACSR: Representa a todos los conductores que son de Conductores de aluminio con núcleo de acero rodeado por capas de hilos de aluminio.
- ACAR: Representa a todos los conductores de aluminio con núcleo de aleación donde su parte central es de aluminio con una resistencia alta la cual está rodeada a su vez por conductores eléctricos mismos que son de aluminio.

### 2.3.3. Calibres de conductores comunes

Dentro del análisis y estudio de este trabajo de titulación se ha nombrado específicamente a una línea de subtransmisión, que une las subestaciones Puerto Inca y Naranjal. Dicho elemento, emplea un conductor específico el ACSR 266.8 MCM, **Conductor de Aluminio con núcleo reforzado**, este cable normalmente es empleado en sistemas de transmisión/subtransmisión aérea y distribución. El ACSR 266.8 es predilecto por su comparativa de peso a largas distancias, en contraste del conductor de cobre. En la tabla 2.2 se describen las características mecánicas y eléctricas esenciales asociadas al conductor ACSR 266.8 MCM:

<b>Características mecánicas conductor ACSR 266.8 MCM (Grosbeak)</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Sección transversal del conductor	157.23 mm <sup>2</sup>
Sección transversal del aluminio	135.19 mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	16.29 mm
Diámetro del núcleo de acero (reforzado)	4.72 mm
Diámetro de conductores de acero	2.002 mm
Diámetro de conductores de aluminio	2.573 mm
Número de hilos (Aluminio / Acero)	26/7
Peso del conductor	547 kg/km
Carga de ruptura mínima	5120 kgf
Tipo de dureza	1350-H19
<b>Características eléctricas de conductor ACSR 266.8 MCM (Grosbeak)</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Resistencia AC de secuencia positiva y negativa (1,2) 20°C	0.1158 Ohm/km
Resistencia AC de secuencia cero (0) 20°C	0.3474 Ohm/km
Reactancia de secuencia positiva (1,2)	0.385 Ohm/km
Reactancia de secuencia cero (0)	1.155 Ohm/km
Susceptancia de secuencia positiva y negativa (1,2)	3.6 uS/km
Susceptancia de secuencia cero (0)	1.2 uS/km

Cuadro 2.2: Características mecánicas y eléctricas de conductor ACSR 266.8 MCM.

A continuación, se describen las características mecánicas y eléctricas de los siguientes conductores: **ACSR 477 MCM (Hawk)**, **ACAR 500 MCM**, **ACAR 750 MCM**:

<b>Características mecánicas conductor ACSR 477 MCM (Hawk)</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Sección transversal del conductor	273.07 mm <sup>2</sup>
Sección transversal del aluminio	241.51 mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	21.79 mm
Diámetro de hilos de aluminio	3.439 mm
Diámetro de hilos de acero	2.675 mm
Número de conductores	33
Número de hilos (Aluminio / Acero)	26/7
Peso del conductor	976.9 kg/km
Carga de ruptura mínima	8863 kgf
Tipo de dureza	1350-H19
<b>Características eléctricas de conductor ACSR 477 MCM (Hawk)</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Resistencia AC de secuencia positiva y negativa (1,2) 20°C	0.0596 Ohm/km
Resistencia AC de secuencia cero (0) 20°C	0.183 Ohm/km
Reactancia de secuencia positiva (1,2)	0.378 Ohm/km
Reactancia de secuencia cero (0)	1.14 Ohm/km
Susceptancia de secuencia positiva y negativa (1,2)	3.5 uS/km
Susceptancia de secuencia cero (0)	1 uS/km

Cuadro 2.3: Características mecánicas y eléctricas de conductor ACSR 477 MCM.

<b>Características mecánicas conductor ACAR 500 MCM</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Sección transversal del conductor	253 mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	20.7 mm
Diámetro de alambre de aluminio	2.951 mm
Diámetro de alambre de aleación AL 6201	2.951 mm
Número de hilos (Aluminio / AL 6201)	30/7
Peso del conductor	697 kg/km
Carga de ruptura mínima	697 kgf
<b>Características eléctricas de conductor ACAR 500 MCM</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Resistencia AC de secuencia positiva y negativa (1,2) 20°C	0.0596 Ohm/km
Resistencia AC de secuencia cero (0) 20°C	0.306 Ohm/km
Reactancia de secuencia positiva (1,2)	0.306 Ohm/km
Reactancia de secuencia cero (0)	0.78 Ohm/km
Susceptancia de secuencia positiva y negativa (1,2)	3.5 uS/km
Susceptancia de secuencia cero (0)	1.2 uS/km

Cuadro 2.4: Características mecánicas y eléctricas de conductor ACAR 500 MCM.

<b>Características mecánicas conductor ACAR 750 MCM</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Sección transversal del conductor	380 mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	25.3 mm
Diámetro de alambre de aluminio	3.617 mm
Diámetro de alambre de aleación AL 6201	3.617 mm
Número de hilos (Aluminio / AL 6201)	24/13
Peso del conductor	1055 kg/km
Carga de ruptura mínima	7765 kgf
<b>Características eléctricas de conductor ACAR 750 MCM</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
Resistencia AC de secuencia positiva y negativa (1,2) 20°C	0.1158 Ohm/km
Resistencia AC de secuencia cero (0) 20°C	0.3474 Ohm/km
Reactancia de secuencia positiva (1,2)	0.368 Ohm/km
Reactancia de secuencia cero (0)	1.155 Ohm/km
Susceptancia de secuencia positiva y negativa (1,2)	4 uS/km
Susceptancia de secuencia cero (0)	1.5 uS/km

Cuadro 2.5: Características mecánicas y eléctricas de conductor ACAR 750 MCM.

## 2.4. Teoría de falla eléctrica en sistemas de potencia

Una falla eléctrica en sistema de potencia se define por la interrupción de los parámetros operativos como por ejemplo: sobrecorrientes, sobre tensiones o desbalance entre fases. Existen varios motivos que generan una falla eléctrica como lo son: Condiciones climáticas, daño de equipos eléctricos, errores en la manipulación por parte del operador, entre otros. [23]

El estudio de estas fallas eléctricas es primordial para poder evitar daños a futuro y abordar soluciones que permitan garantizar la continuidad en el servicio eléctrico. Las fallas pueden clasificarse por su naturaleza ya sea simétrica en donde las tres fases son afectadas por igual y asimétrica caracterizadas por generar desbalance entre las fases. [23]

1. **Falla monofásica a tierra:** Se produce cuando una de las fases hace contacto con tierra o con un elemento conectado a tierra, generando así condiciones severas manteniendo la simetría en el sistema. Simplificando de esta forma su análisis mediante componentes de secuencia positiva. [23]
2. **Falla bifásica:** Se produce cuando dos líneas hacen contacto entre sí sin entrar en contacto con tierra.
3. **Falla bifásica a tierra:** Ocurre cuando las dos fases hacen contacto con la tierra. Por ejemplo, cuando un rayo provoca la caída de las dos fases generando así un arco con la tierra.
4. **Falla trifásica:** Las tres líneas entran en contacto sin involucrar la tierra. Este tipo de fallas aparecen en las fallas internas del generador o en las barras de una subestación.
5. **Falla trifásica a tierra:** Las tres fases junto con la tierra entran en contacto, provocando secuencias (positiva, negativa y cero). Requiere actuación rápida de los aisladores para evitar daños extensos.
6. **Falla De alta impedancia:** La corriente de falla se ve limitada por la falla producida en el punto de contacto provocando así una alta resistencia.
7. **Falla intermitente:** Es producida por arcos eléctricos no sostenidos o contactos mecánicos inestables, derivando así a una falla en la que aparece y desaparece rápidamente.

## 2.5. Flujo de potencia en sistemas eléctricos

El análisis de flujos de potencia se ha convertido en una herramienta fundamental dentro del estudio de los sistemas eléctricos de potencia, principalmente debido al crecimiento sostenido de la demanda energética. Este crecimiento no solo requiere una expansión de la infraestructura existente, sino también un funcionamiento más eficiente y seguro del sistema actual (Grainger y Stevenson, 1994). A través del estudio del flujo de potencia, es posible determinar tanto la magnitud como el ángulo de voltaje en cada nodo (o barra) de una red eléctrica bajo condiciones operativas específicas, lo que permite una adecuada planificación, control y operación del sistema.

Para abordar el problema del flujo de potencia, tradicionalmente se han empleado dos enfoques principales. El primero utiliza las admitancias propias y mutuas de las barras, que se agrupan en una matriz denominada matriz Y-bus. Esta herramienta representa el comportamiento eléctrico del sistema a través de parámetros que relacionan corrientes y tensiones (Kundur, 1994). El segundo enfoque está basado en la utilización de las impedancias que conectan el punto de operación con el punto de transferencia, lo que proporciona una perspectiva complementaria sobre la distribución de energía en la red.

Cabe destacar que para obtener resultados precisos en el análisis de flujo de potencia, es indispensable contar con información detallada del sistema, incluyendo los valores nominales y las impedancias de los transformadores, así como las capacidades de los bancos de capacitores de derivación y las posiciones de tomas en los transformadores, las cuales afectan directamente la regulación de voltaje en las barras (Wood y Wollenberg, 1996). Uno de los métodos más robustos y frecuentemente utilizados en este análisis es el método de Newton-Raphson, gracias a su capacidad de converger rápidamente hacia una solución precisa, incluso en sistemas eléctricos complejos.

### 2.5.1. Método Newton-Raphson

El método de Newton-Raphson se considera el más robusto y preciso para el análisis de flujo de potencia, especialmente en sistemas grandes y complejos. Está basado en la linealización del sistema de ecuaciones no lineales mediante la expansión en serie de Taylor. Su principal fortaleza es su rápida convergencia cuadrática, lo que lo convierte en la opción preferida en entornos industriales.

$$f(x + \Delta x) \approx f(x) + J(x)\Delta x \quad (2.1)$$

Donde:

- $\Delta x$  es el vector de correcciones,
- $J(x)$  es la matriz Jacobiana de derivadas parciales,
- $f(x)$  son los residuos de las ecuaciones de potencia.

Al resolver el sistema lineal:

$$J(x)\Delta x = -f(x) \quad (2.2)$$

se obtiene una nueva estimación:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x \quad (2.3)$$

La matriz Jacobiana  $J$  tiene la siguiente estructura en el contexto del flujo de potencia:

$$J(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

### 2.5.2. Método Gauss-Seidel

El método de Gauss-Seidel es una técnica iterativa de resolución de sistemas de ecuaciones no lineales que ha sido ampliamente utilizada en el análisis de flujos de potencia, especialmente en los primeros años del desarrollo computacional de los sistemas eléctricos. Su sencillez operativa, facilidad de implementación y bajo requerimiento computacional lo convierten en una herramienta útil para la enseñanza y la

solución de redes eléctricas de tamaño reducido o moderado.

Este método pertenece a la clase de algoritmos de sustitución secuencial, en los que se actualizan iterativamente los valores de las variables dependientes hasta que se alcanza un criterio de convergencia predefinido. Aunque hoy en día ha sido superado en eficiencia por métodos más avanzados, el Gauss-Seidel sigue siendo útil para comprender los principios fundamentales del flujo de potencia y como punto de comparación para otros métodos.

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i I_i^* = V_i \left( \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \right)^* \quad (2.5)$$

Despejando el voltaje de la barra  $i$ , se obtiene una expresión iterativa:

$$V_i^{(k+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{(V_i^{(k)})^*} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Y_{ij} V_j^{(k)} \right] \quad (2.6)$$

Donde:

- $V_i^{(k+1)}$  es el nuevo valor del voltaje en la iteración  $k + 1$ ,
- $Y_{ij}$  es el elemento  $i, j$  de la matriz de admitancias del sistema,
- $P_i$  y  $Q_i$  son las potencias especificadas en la barra  $i$ ,
- $(V_i^{(k)})^*$  es el conjugado del voltaje anterior.

## 2.6. Situación eléctrica actual del Ecuador

Actualmente, considerando la realización de este trabajo, el sistema eléctrico nacional ha reportado una demanda total de 4481.5 MW. Mostrando así un leve incremento del 1.65 % con relación al año 2024 en donde fue reportado una demanda total de 4555.6 MW.

En la figura 2.1, se puede observar que el Sistema Nacional Interconectado (SNI) presenta una estabilidad constante en relación a la demanda nacional.

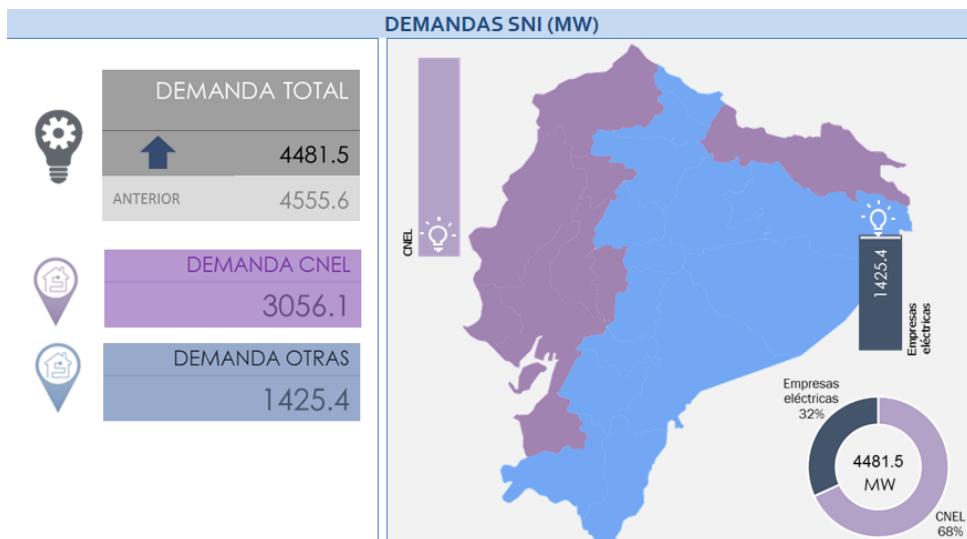


Figura 2.1: Demanda del SNI. Fuente: CENACE [1].

Se puede observar que la demanda total está conformado por:

1. Demanda Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP): En donde presenta una demanda total de 3056.1 MW, siendo así un 68 % de la demanda nacional.
2. La demanda de las demás empresas representan un 32 % de la demanda total con un valor de 1425.4 MW.

Esta distribución de la demanda nacional, nos permite observar que existe una centralización del consumo eléctrico en las regiones atendidas por CNEL EP. Como se puede apreciar en la imagen, de color morado para la región costa y para la provincia de Sucumbíos. [1]

### 2.6.1. Unidad de Negocio CNEL EP Milagro

La Unidad de Negocio CNEL EP Milagro provee energía eléctrica a los siguientes cantones: Milagro, El Triunfo, Naranjal, Naranjito, Yaguachi, Simón Bolívar, Marcelino Maridueña, Bucay, la cabecera parroquial de Febres Cordero, La Gioconda y sectores aledaños en el cantón Juján. (Guayas); y Cumandá (Chimborazo) abarcando un total de 4.009,97 km2. [2]

Distribuyendo energía a 143,399 clientes siendo un total del 95.01 % del territorio asignado

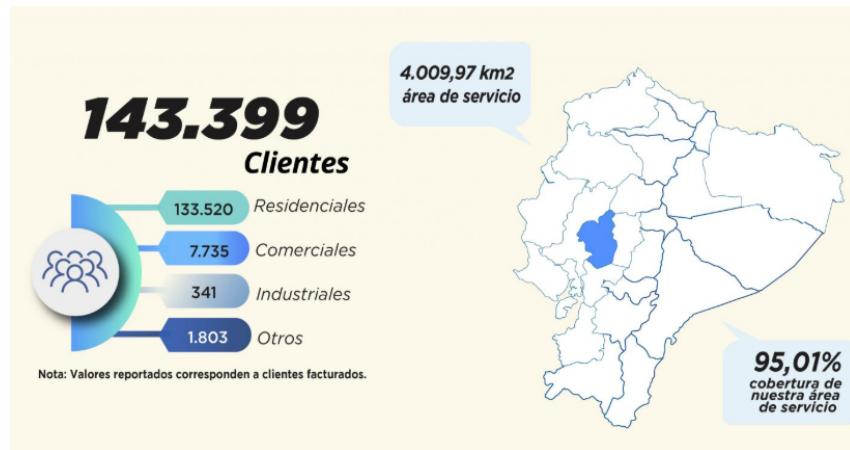


Figura 2.2: Área de cobertura de la Unidad de Negocio CNEL EP Milagro. Fuente: CNEL EP [2].

La Unidad de Negocio CNEL EP Milagro, cuenta con una infraestructura eléctrica de 3 puntos de entrega de energía del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), 378 km líneas de subtransmisión y 26 subestaciones donde 14 subestaciones son de CNEL EP y 12 son subestaciones particulares, siendo la capacidad total instalada de 427 MVA. El sistema de media tensión cuenta con 63 alimentadores y 4.56 km de líneas de distribución. [2]

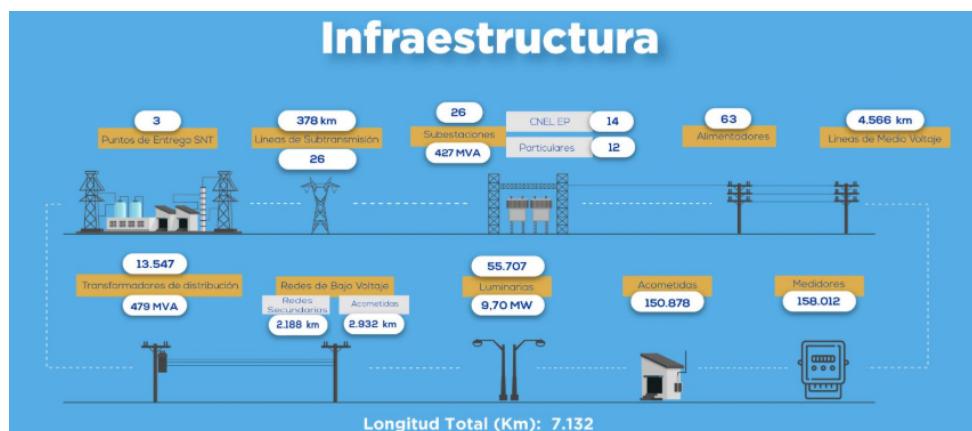


Figura 2.3: Infraestructura Eléctrica CNEL EP UN Milagro. Fuente: CNEL EP [2]

## 2.6.2. Características técnicas de la línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal

La red de subtransmisión de 69 kV de la Unidad de Negocio CNEL EP Milagro, está conformada por la línea de subtransmisión Puerto Inca – Naranjal, fundamentales para la interconexión entre los sectores Puerto Inca – Naranjal atravesando la camaronera Santa Priscila (California) como nexo intermedio entre estos dos sectores. Como se puede observar en la figura 2.4. El objetivo de esta línea es de enviar el flujo y asegurar el abastecimiento de energía para los cantones más alejados ubicados al sur de la provincia del Guayas. [3]

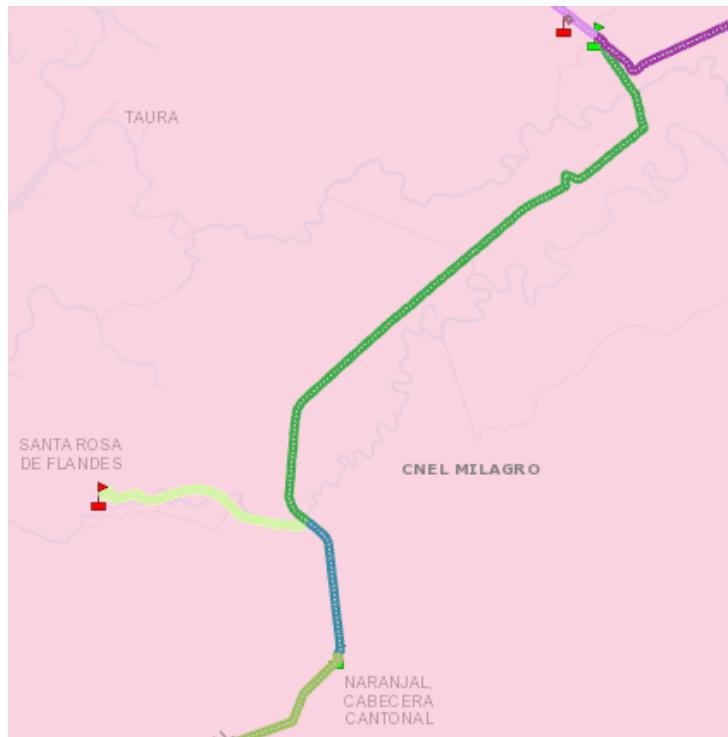


Figura 2.4: Subestación Puerto Inca - Naranjal. Fuente: Geoportal [3].

El tramo Puerto Inca – Naranjal está conformado por dos líneas de subtransmisión. El primero, corresponde a Puerto Inca – California, el cual posee una longitud de 17.09 km y está construido por el conductor ACSR 266.8 y conductor neutro ACSR 1/0, con configuración trifásica con secuencia ABC y 34 conductores por haz tal como se observa en la figura 2.5 en el tramo de color verde. [3]

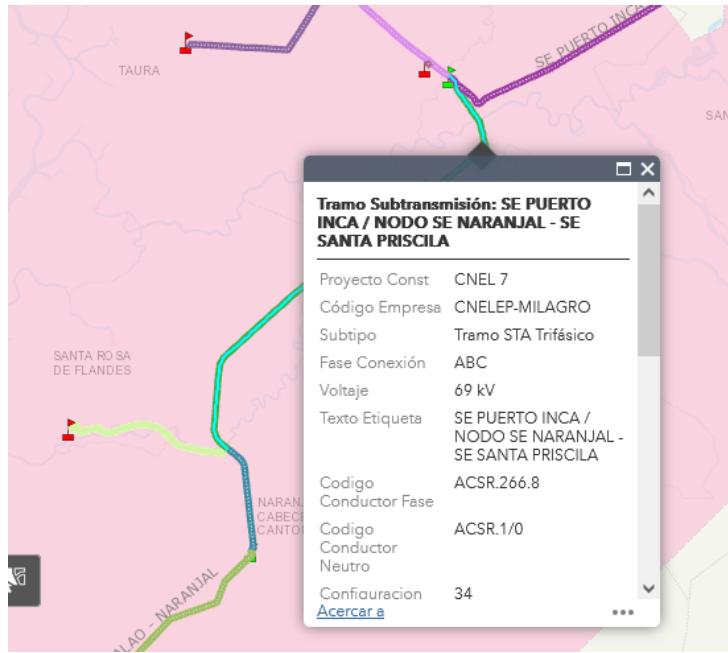


Figura 2.5: Línea de subtransmisión Puerto Inca - California. Fuente: Geoportal [3].

La segunda línea de subtransmisión comprende desde California – Naranjal, el cual presenta una longitud de 3.56 km el cual posee una longitud de 17.09 km y está construido por el conductor ACSR 266.8 y conductor neutro ACSR 1/0, con configuración trifásica con secuencia ABC y 34 conductores por haz tal como se observa en la figura 2.6 el cual se presenta en color azul. [3]

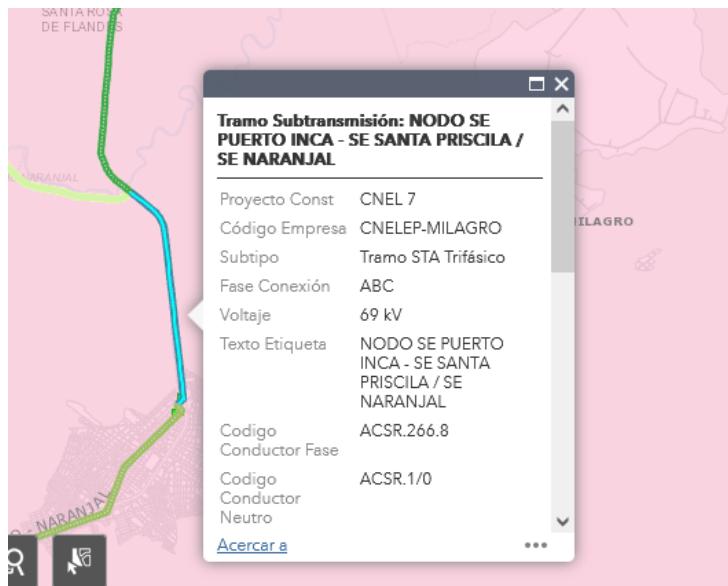


Figura 2.6: Línea de subtransmisión California - Naranjal. Fuente: GEOPORTAL [3].

Ambos tramos operan a una tensión nominal de 69 kV y son troncales por su ubicación, asegurando el transporte de energía hacia los sectores Puerto Inca, California y Naranjal, su infraestructura la componen postes de hormigón, aisladores tipo suspensión y cuentan con un sistema de protección como cable de guarda el cual protege al sistema de descargas atmosféricas.

## 2.7. Compensadores de Potencia Reactiva

### 2.7.1. SVS (Compensador Estático de Var)

El compensador estático de Var (sus siglas en inglés son SVC, pero por conveniencia de este proyecto se usarán la siglas SVS asociada al software DigiSILENT PowerFactory) es un dispositivo basado en electrónica de potencia cuyo fin es el de poder regular el voltaje en una red de transmisión. Para ello, utiliza un banco de capacitores y reactores que son activados mediante tiristores, lo que permite suministrar o quitar potencia reactiva al sistema de manera controlada. [4] Un SVS está compuesto por los siguientes elementos mostrados en la figura 2.7:

- (TCR): Es un reactor en serie controlado por tiristores lo que le permite cambiar la corriente inductiva.
- (TSC): Es un banco de Capacitores Comutados en serie controlados por Tiristores lo que admite la commutación de pasos de reactancia capacitativa.
- Transformador de acoplamiento (T/F): Permite acoplar el SVS a la barra del sistema eléctrico.
- Barra de bus (B.B) Permite que el dispositivo pueda conectarse al sistema eléctrico.
- Capacitores fijos (FC): Son filtros el cual sirven para amortiguar los armónicos que se producen por el SVS.

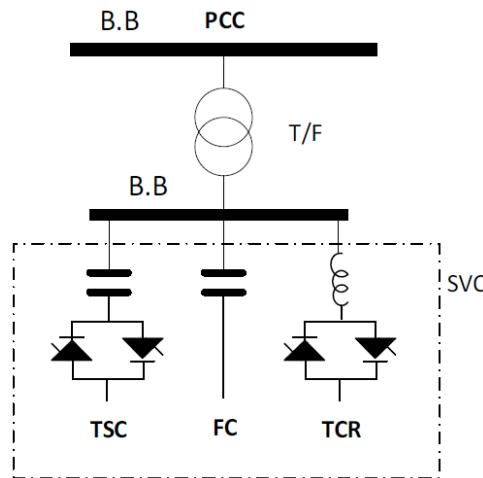


Figura 2.7: Modelo SVS. Fuente:Comparative Analysis of Reactive Power Compensation Devices in a Real Electric Substation [4].

En la figura 2.8, se puede observar que cuando la susceptancia es positiva el SVS funciona como una fuente de potencia reactiva generando un aumento de tensión esto sucede cuando la reactancia del capacitor es mayor. Cuando su susceptancia es negativa, el dispositivo actúa como una carga de potencia reactiva, provocando una disminución de tensión para ello, se controla el ángulo de disparo del TCR para que la reactancia del reactor sea mayor. Cabe indicar, que el SVS reajusta la corriente de salida en respuesta a los cambios de voltaje del sistema eléctrico para poder mantener la estabilidad de la red.

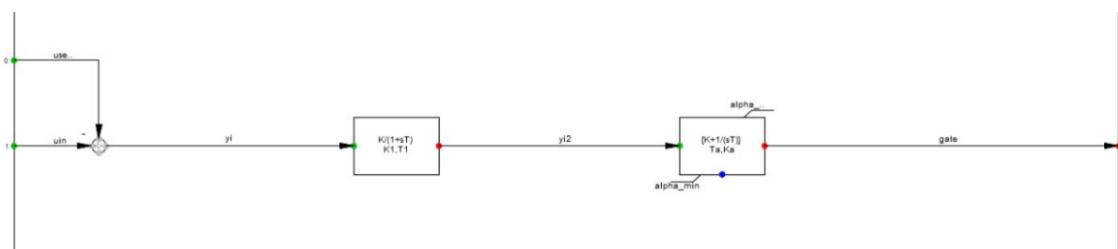


Figura 2.8: Bloque de control para disparo de tiristores.

## 2.7.2. STATCOM (Compensador Síncrono Estático)

El compensador síncrono estático está compuesto por convertidores de voltaje (VSC) los cuales están acoplados por un reactor en derivación. El STATCOM, no utiliza bancos de capacitores ni reactores conmutados lo que genera que al regular la potencia reactiva ésta sea más rápida y precisa. [4] En la figura 2.9 se detallan los componentes de un STATCOM:

- Punto de acoplamiento común (PCC): Punto donde el STATCOM se conecta con la red eléctrica
- Barra de bus (B.B): Barra de acoplamiento del dispositivo
- Transformador de acoplamiento (T/F): Nexo en donde se conecta el STATCOM con la barra de bus permitiendo adaptar el nivel de tensión.
- Fuente de voltaje DC (VDC): Alimenta al convertidor VSC
- Convertidor de fuente de voltaje (VSC): Parte fundamental del STATCOM ya que implementa switches de potencia como IGBT para poder producir un nivel de voltaje variable en magnitud y fase.

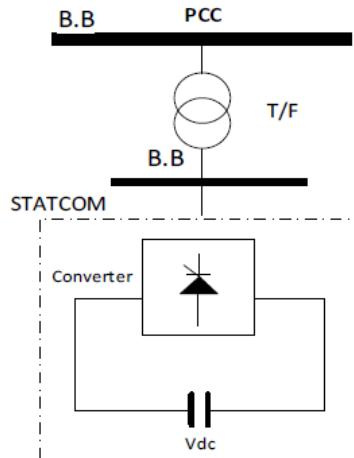


Figura 2.9: Modelo de un STATCOM. Fuente:Comparative Analysis of Reactive Power Compensation Devices in a Real Electric Substation [4].

El STATCOM, permite nivelar el voltaje del sistema, entregando o absorbiendo potencia reactiva al sistema. En la figura 2.10, se observa cómo funciona el STATCOM, en donde podemos afirmar que la generación o absorción de potencia reactiva se basa en la relación existente entre el voltaje generado por el STATCOM y el voltaje del sistema. Cuando el voltaje de salida del VSC es mayor que el nivel de tensión del sistema, el STATCOM actúa de modo capacitivo entregando potencia reactiva ayudando al sistema eléctrico a compensar la caída de voltaje y estabilizando el sistema eléctrico, caso contrario cuando entrega un nivel del voltaje menor al nivel de tensión de la red, éste se encuentra en modo inductivo absorbiendo potencia reactiva en este caso reduce el voltaje del sistema evitando sobretensiones al sistema eléctrico, cuando el voltaje del VSC y el voltaje son iguales el STATCOM no inyecta ni absorbe energía al sistema.

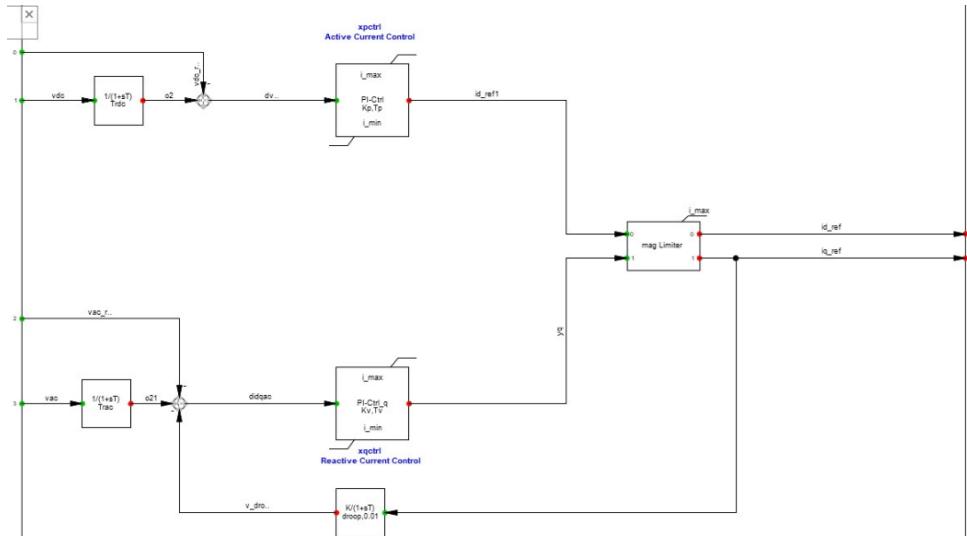


Figura 2.10: Bloque asociado al controlador del STATCOM.

### 2.7.3. Banco de capacitores

En los sistemas eléctricos para poder mejorar el factor de potencia, una de las alternativas que se tiene es implementar al sistema un conjunto de capacitores ya sean en serie o paralelo, con el fin de poder equilibrar la potencia reactiva inductiva de la red.



Figura 2.11: Banco de Capacitores en una subestación. Fuente:DIRAM [5].

Existen cuatro tipos de banco de capacitores, los más comunes son los bancos de capacitor en derivación, utilizados ampliamente en los sistemas de distribución y en instalaciones industriales, por su capacidad de poder generar potencia reactiva capacitiva a la red mejorando así el factor de potencia y el nivel de tensión del sistema. Por otra parte, se tienen los bancos de capacitores en serie, los cuales son utilizados en sistemas de transmisión de larga distancia. Este tipo de banco de capacitor se conecta en serie con la línea de subtransmisión con el objetivo de poder equilibrar la reactancia inductiva de la red, mejorando así la capacidad de transmisión de la línea. [24] Por su tipo de operación, se presentan los bancos de capacitor fijos los cuales son utilizados en sistemas donde la carga permanece constante. Y finalmente, tenemos los bancos de capacitor automático, los cuales están conformados por capacitores que son controlados mediante interruptores en función de la variabilidad de la carga y la demanda de potencia reactiva del sistema. [25]

## 2.8. Central fotovoltaica

Según el estudio del plan de expansión de generación [26], se estima que existen 34 centrales fotovoltaicas instaladas en el Ecuador, y esta cifra inclusive puede aumentar debido a un convenio con una empresa española [27] en lo que cuenta para el año actual; se aprecia que desde el 2018 hasta el 2021 se registró un promedio de 27.6 MW de capacidad instalada de energía fotovoltaica promedio [28], es decir que se puede visualizar un incremento e impulso del aprovechamiento solar (uno de estos impulsos es la firma de proyectos estratégicos para el año 2025 como La Ceiba 1-2, Illapo 1-2, por nombrar algunos), considerando a su vez regulaciones que promueven y validan el uso y producción de energía solar (ARCERNR-001/2021).

Definitivamente el soporte hacia la generación fotovoltaica es perceptible, pero en sí, como funciona este tipo de generación, en rasgos simples, los paneles solares son la clave esencial dentro de este sistema, pues son los encargados de receptar y recolectar la radiación solar sobre sus celdas, sin ellas la materia prima no sería aprovechada en su total magnitud, acto seguido esa energía (captada en DC) es transformada en AC gracias al uso del inversor, que además de ayudar con el cambio en alterna para poder conectar a la red asociada, sincronizan de acuerdo al voltaje y frecuencia de la red, y por supuesto, se aseguran que nuestra generación fotovoltaica se encuentre entregando su potencia máxima, gracias a su seguimiento del punto máximo potencia, conocido en inglés como Maximum Power Point Tracker (MPPT) [29] [30]; acto seguido esa energía ahora en AC es aprovechada por los consumidores, o en este caso y para nuestro proyecto, generación de potencia activa y reactiva que trabajará conjuntamente con la red de estudio.

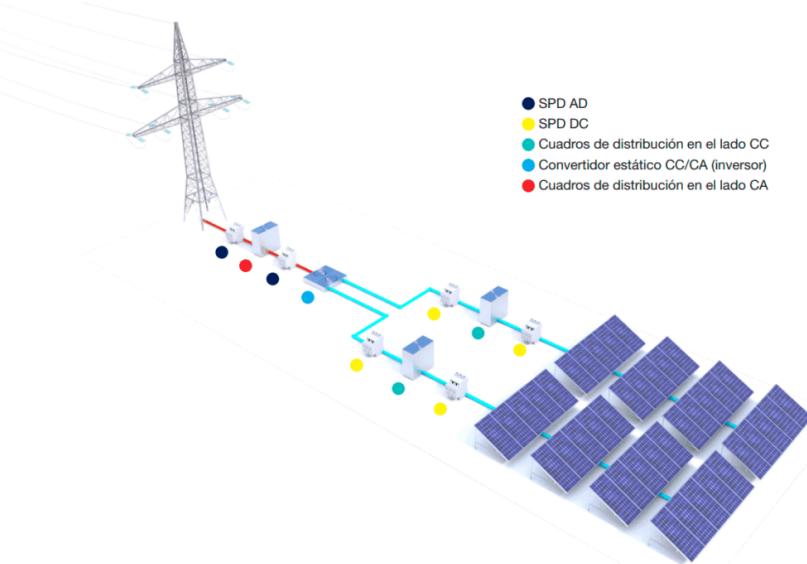


Figura 2.12: Esquema de planta fotovoltaica conectada a la red. Fuente: Como Funciona Todo [6].

# Capítulo 3

# METODOLOGÍA

El trabajo a ser realizado contempla una metodología inicial asociada a un análisis investigativo previo, esto se debe a la recolección inicial de datos (históricos, parámetros y características de la línea de subtransmisión, eventos incurridos en dicho elemento, por nombrar algunas), acto seguido y utilizando la información previamente descrita se aplica una metodología de simulación enfatizando los siguientes 4 componentes:

- **Recolección de datos:** En esta fase inicial, se recopilan datos históricos de fallas, parámetros de la línea de transmisión y características de operación, donde se incluirán escenarios en los que se produjeron fallas que ocasionaron interrupciones en el sector eléctrico, con el fin de replicar con precisión las características de la línea.
- **Simulación del sistema:** Una vez obtenidos los datos, en la segunda fase se realiza la simulación del sistema mediante el software DigSILENT PowerFactory, lo que permite modelar el comportamiento de la línea de transmisión bajo distintas condiciones.
- **Simulación en tiempo real:** En la tercera fase, se implementa el gemelo digital para replicar la operación de la línea en condiciones cambiantes, integrando datos en tiempo real para identificar posibles puntos de vulnerabilidad, proporcionando una visión detallada del comportamiento del sistema eléctrico ante fluctuaciones y anomalías, para esto se utiliza el servidor Matrikon OPC y Simulink.
- **Simulación de fallas:** Finalmente, se realizan simulaciones de fallas que permitan replicar escenarios en los que se produjeron interrupciones en el sector eléctrico. Esta sección de estudio, permite poner a prueba la alternativa previamente diseñada y evaluar la eficiencia y eficacia del gemelo digital. Este enfoque garantiza una evaluación exhaustiva y proactiva del sistema eléctrico en situaciones de riesgo.

## 3.1. Recolección de datos históricos y operativos

### 3.1.1. Registro de fallas y anomalías

Previo a definir el sistema de potencia para estudio de pruebas, se requiere información sobre el comportamiento habitual de los equipos y elementos asociados a la red en cuestión. Para lo cual, se analiza el comportamiento de una Línea de Subtransmisión a 69 kV, para el presente proyecto la línea de subtransmisión a estudiar corresponde al sistema entre la subestación eléctrica Puerto Inca y la subestación eléctrica Naranjal. Con ello, se requiere conocer el comportamiento del nivel de tensión en el área, las cargas asociadas (su consumo promedio), fallas asociadas en la línea (o zonas aledañas), y por supuesto, para una simulación más fiel, las características eléctricas y físicas de la línea a ser estudiada, conjuntamente con las demás que participan en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Con lo antes mencionado, y en base a los históricos, se procede a filtrar las anomalías más recurrentes o aquellas que

poseen cierto grado de aporte (no significativo) a la calidad de energía en la red. Como paso inicial, se recolecta los eventos de falla en la línea de subtransmisión (L/S) obtenidos por CNEL EP UN Milagro.

Línea de Subtransmisión	Subestación	Alimentador Primario	Nivel de Afectación	Origen Interrupción	Causa Interrupción	Catálogo Interrupción	Descripción Interrupción	Potencia Nominal Instalada (kW)
S.N.I - MILAGRO 5	12_01_PUERTO INCA	12_01_VillaNueva 1	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	14931,5
S.N.I - MILAGRO 5	12_01_PUERTO INCA	12_01_Cerro Pelado	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	11465
S.N.I - MILAGRO 5	12_01_PUERTO INCA	12_01_Balanquir	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	800
S.N.I - MILAGRO 5	12_09_NARANJAL	12_09_Naranjal Centro	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	6865
S.N.I - MILAGRO 5	12_09_NARANJAL	12_09_VillaNueva 2	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	8321
S.N.I - MILAGRO 5	12_09_NARANJAL	12_09_Rocafuerte	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	5572,5
S.N.I - MILAGRO 5	12_09_NARANJAL	12_09_Balaó	Cabecera	INTERNA NO PROGRAMADA	CLIMATICAS	Descargas Atmosféricas (Rayos)	Descargas atmosféricas con fuertes lluvias	7437

Figura 3.1: Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2021. Fuente: CNEL EP.

Los datos obtenidos del año 2021, fueron filtrados de acuerdo a información relevante para el presente proyecto, los cuales se presentan a continuación:

- **Línea de subtransmisión:** Se define la línea clave de nuestra trabajo, siendo aquella Puerto Inca - Naranjal
  - **Subestación:** Se selecciona la S/E actual, la cual es Naranjal
  - **Alimentador primario:** Se seleccionan todos los alimentadores asociados.
  - **Origen interrupción:** La opción que se escoge es Interrupción no programada.
  - **Causa interrupción:** Debido a que requerimos data causada de manera natural, y no por intervención del hombre, se define la opción de Perturbaciones en la red.

Con estos parámetros definidos y realizada la filtración de datos, se obtiene un archivo de datos en excel donde se presenta la información mejor tratada, y la cual es de interés para el estudio del comportamiento del sistema.

Figura 3.2: Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2021. Fuente: CNEL EP.

Con la data presentada para el 2021 se tiene cierto rango de visión sobre como se ha comportado el sistema ante la presencia de fallas en la red, pero dicha información puede ser mejorada, ya que al

realizar un barrido histórico con respecto a fallas y anomalías se aconseja tener un lapso de tiempo amplio. Para tomar una decisión, o analizar el efecto a largo plazo de un elemento o sistema se prevé cierta data histórica amplia, por ello, aparte del reporte de fallas de año 2021, se emplea el archivo compartido del 2022, y adicionalmente, se analiza también el reporte del 2025, específicamente en el mes de mayo.

Para el documento del años 2022, se emplea la misma metodología aplicada en el año 2021, del cual se obtuvo el siguiente listado de fallas:

Figura 3.3: Interrupciones del servicio eléctrico Ene-Dic 2022. Fuente: CNEL EP.

Finalmente, se presenta el filtrado para las fallas y anomalías del mes de mayo de 2025, en donde se enfatiza que se utiliza la misma metodología aplicada en el año 2021.

DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO									
Línea de Subtransmisión	Subestación	Alimentador primario	Tipo de Alimentador primario	Nivel de Tensión (kV)	Nivel de afectación de la interrupción a la Red	Origen de Interrupción	Causa de Interrupción	Catálogo de Interrupciones	Descripción de Interrupción
(24)	(25)	(26)	(27)	(29)	(30)	(31)	(32)	(33)	(34)
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Naranjal Centro	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Villanueva 2	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Rocafuerte	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Balo	Baja densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Naranjal Centro	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Villanueva 2	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Rocafuerte	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Balo	Baja densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Otros	Luego de retornar carga se hizo revisión en recorrido de linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Naranjal Centro	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Puente volado en linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Villanueva 2	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Puente volado en linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Rocafuerte	Alta densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Puente volado en linea de S/T
PUERTO INCA - NARANJAL	12_09_NARANJAL	12_09_Balo	Baja densidad	13.8	Cabeza	INTERRA NO PROGRAMADA	PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	Puente volado en linea de S/T

Figura 3.4: Interrupciones del servicio eléctrico Mayo 2025. Fuente: CNEL EP.

Gracias al proceso de filtración, se describen a continuación un análisis de puntos a considerar:

- Los eventos de fallas producen afectación a nivel de cabecera para los 2 primeros años (2021 - 2022) y el registro del mes de mayo 2025.
  - Pese a tratarse de fallas anuales en los dos primeros años (12 fallas en el 2021 y 36 en el 2022), son números relativamente bajos en comparación a los encontrados en otros ramales (por ejemplo, Montero-Puerto Inca).
  - El promedio de reconexión del sistema es alrededor de 2 - 3 minutos, sin considerar los casos fortuitos de Fallas monofásicas, en ese caso el promedio de reconexión es de 3 horas y 45 minutos (considerando el tiempo físico de acudir con la cuadrilla al punto y realizar el respectivo mantenimiento y corrección a los aisladores)

De manera preliminar se puede apreciar que existen novedades que afectan la calidad del servicio suministrado aguas abajo de la S/E Naranjal, pero la frecuencia de estos acontecimientos es leve, se aprecia su efecto negativo pero en promedio, se resuelve en cuestión de minutos cuando amerite la situación de fallas.

### 3.1.2. Perfil de carga y voltajes asociados

Complementando lo expuesto en la anterior sección, y para obtener una mejor apreciación del sistema (haciendo énfasis en nuestra área de interés), se procede a recabar información de los perfiles de carga asociados a la red y como estos influyen en el flujo de carga global del SEP, y por ende al comportamiento del gemelo digital.

El presente sistema de estudio posee 10 cargas a lo largo del diagrama unifilar simulado, de las cuales se procede a definir su aporte promedio a la red. Para este estudio, se realiza una consideración adicional, todos los registros de perfil de carga y, conjuntamente voltaje, están asignados a mayo del 2025, esto se realiza para darle un aspecto más cercano al comportamiento real del SEP. A continuación, se presentan los archivos excel de las cargas asociadas (existen cargas de grandes consumidores los cuales se obtuvieron por el código de usuario registrado en el Geoportal) y se realiza el despliegue de información con el perfil de carga y carga promedio en la salida de la barra de baja tensión (13.8 kV) de Naranjal.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Date/Time	kWh del int	kVARh del int	h rec	VII ab	VII bc	VII ca	VII ab prom	VII bc prom	VII ca prom			
1/5/2025 0:00	2023.403076	529.691345	0	58682.395	58920.199	59174.332	61743.57671	62215.66038	62293.68448			
1/5/2025 0:15	1904.011597	474.320618	0	58567.914	58842.234	59088.895						
1/5/2025 0:30	1850.50061	459.513153	0	59158.91	59064.684	59654.695						
1/5/2025 0:45	1824.157959	466.832062	0	59692.66	59965.477	60252.27	Error	Error*100	Error (%)			
1/5/2025 1:00	1789.298706	465.118652	0	59609.92	59892.738	60223.082	-472.0836693	-0.007645875	0.765%			
1/5/2025 1:15	1764.636963	467.03952	0	59622.707	59950.055	60243.32	-78.02409856	-0.001254091	0.125%			
1/5/2025 1:30	1740.170044	466.953918	0	60054.723	60413.117	60743.305	550.1077679	0.008830875	0.883%			
1/5/2025 1:45	1728.405151	468.793488	0	60014.21875	60343.328	60662.129						
1/5/2025 2:00	1703.198486	466.949463	0	59683.137	60025.84	60328.328						
1/5/2025 2:15	1685.444214	467.964478	0	59490.78125	59797.852	60112.332						
1/5/2025 2:30	1682.242554	470.831299	0	59860.336	60168.098	60450.816						
1/5/2025 2:45	1671.900391	473.61319	0	60355.402	60599.395	61009.332	VII PROMEDIO	Error Digsilent VII	Error/100	Error (%)		
1/5/2025 3:00	1658.001465	468.940308	0	60221.215	60556.098	60867.59	62084.30719	-1115.692813	-0.01797061	1.797%		
1/5/2025 3:15	1640.951782	473.721497	0	60692.973	60969.328	61380.652						
1/5/2025 3:30	1630.419678	470.557404	0	60232.508	60454.785	60822.734						
1/5/2025 3:45	1624.192383	473.578798	0	60575.258	60841.184	61234.762						
1/5/2025 4:00	1611.800781	471.069366	0	60456.824	60755.645	61154.451						
1/5/2025 4:15	1613.645874	481.235168	0	60407.676	60726.539	61021.418						
1/5/2025 4:30	1605.081909	476.674469	0	60855.555	61190.91	61512.629						
1/5/2025 4:45	1597.122681	473.437592	0	60261.191	60495.477	60876.422						
1/5/2025 5:00	1589.425781	468.2005	0	60228.043	60511.445	60914.617	Carga kWh PROMEDIO					
1/5/2025 5:15	1580.630005	467.015289	0	60216.418	60539.977	60885.629	1995.022895					
1/5/2025 5:30	1581.823486	468.1185	0	60327.199	60649.297	60928.367	Carga kVAR Promedio					
1/5/2025 5:45	1579.315674	460.787109	0	59731.652	60049.348	60354.121	7980.091582					
1/5/2025 6:00	1576.313965	462.591339	0	60675.215	60911.023	61288.57						
1/5/2025 6:15	1541.412354	438.353149	0	60498.664	60786.051	61103.309						
1/5/2025 6:30	1410.066895	302.93927	0	59914.566	60220.203	60539.988						
1/5/2025 6:45	1375.663818	269.292297	0	59865.328	59893.6875	60207.40625	Carga kVARh Promedio					
1/5/2025 7:00	1437.408569	311.956118	0	59628.414	59919.582	60153.473	569.6831798					
1/5/2025 7:15	1517.655762	360.502472	0	60503.03125	60955.535	61181.998	Carga kVAR Promedio					
1/5/2025 7:30	1546.802979	370.83075	0	60404.801	60806.457	60909.129	2278.732719					
1/5/2025 7:45	1579.939087	380.551056	0	60945.352	61379.32	61535.0625						

Figura 3.5: Perfil de carga Naranjal barra 69 kV. Fuente: CNEL EP.

La figura expone información muy importante para ser considerada dentro del análisis del presente proyecto. Primero, se analiza la data de registro que abarca todo el mes de mayo de 2025, las columnas a analizar son las siguientes: **kWh del intervalo**, **kVAR del intervalo**, y los voltajes de línea-línea. Con la primera columna, se procede a determinar el promedio de consumo energético al mes (siendo este valor 1995.022898 kW), debido a que se requiere plasmar el perfil de carga promedio aguas abajo, se determina la potencia promedio dividiendo el valor previo para 1/4 (o 0.25) debido a los intervalos de 15 minutos cada uno.

Una vez obtenido el valor de potencia activa de carga (7980.091582 kW), se aplica el mismo principio para determinar el valor de potencia reactiva, el cual es 2278.732719 kVAR, y por consiguiente, se determina el factor de potencia, siendo este 0.96156 por medio de la siguiente fórmula:

$$fp = \frac{kW}{\sqrt{kW^2 + kVAR^2}} \quad (3.1)$$

Donde:

- $fp$  es el factor de potencia.
- $kW$  es la potencia activa promedio,

- $kVAR$  es la potencia reactiva promedio.

Los valores de potencia activa y el factor de potencia, permiten representar el comportamiento promedio de carga aguas abajo de la S/E Naranjal, para ello se define dentro de DigSILENT PowerFactory el elemento **Carga General**, y dentro de sus parámetros se define como  $P, \cos(\phi)$ , donde se colocan los valores correspondientes, delimitando así nuestra primera carga del SEP en base a toma de mediciones/registros.

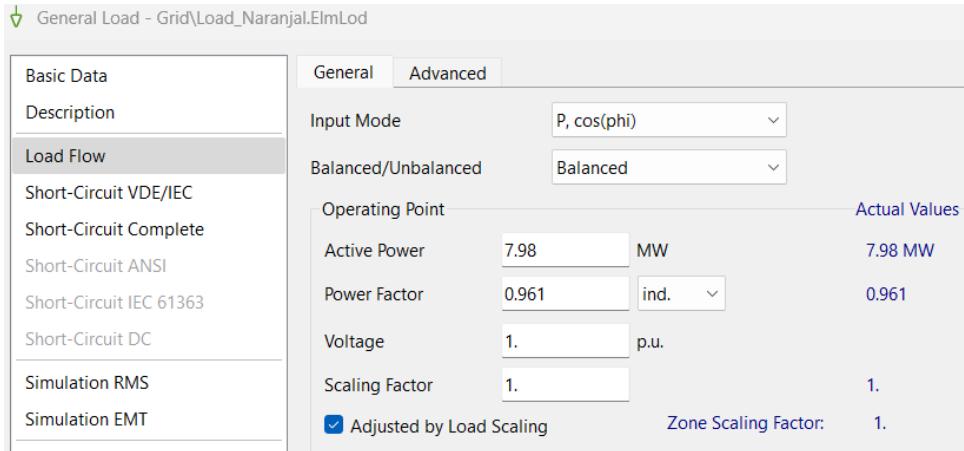


Figura 3.6: Parámetros internos de carga Naranjal 13.8 kV.

Posteriormente, se procede a analizar los valores de voltaje línea a línea de las 3 fases, para ello se determinan los valores promedios y se compara cada valor con su fase asociada, determinando así el valor del error promedio entre fase; se puede apreciar como el porcentaje de error considerable no supera el 1% (para flujos de potencia se puede considerar un error menor o igual a 2%) [31] [32], por ende y para consideraciones del presente proyecto, se establece como voltaje balanceado dentro SEP en cuestión, siendo el valor de 62.084 kV. A continuación, se detalla el proceso de obtención de los datos de carga (Activa y factor de potencia) en función de los perfiles de carga involucrados en la red, para la determinación de las demás cargas asociadas en las diversas barras (Puerto Inca, Montero, Milagro Sur).

- Como primer paso se determina la energía promedio dentro del archivo, y subsecuentemente el valor de potencia activa.
- Acto seguido, se obtiene la potencia reactiva promedio para ese registro de fecha.
- Con ambos datos, se calcula el factor de potencia de la carga asociado.
- Si llegasen a existir valores de voltaje línea a línea o línea a neutro, se pueden determinar los valores promedios balanceados (siempre y cuando se encuentre dentro de los parámetros aceptables), puesto que estos valores permiten catalogar la efectividad de nuestra representación unifilar en comparación a los esquemas del SEP del cual se basó el modelo.

A manera de ejemplo, se adjunta a continuación los datos obtenidos para la carga asociada en el segundo transformador de la barra Montero (lado de baja tensión, 13.8 kV), nótese que se aplican los mismos criterios de obtención de datos descritos previamente, el único proceso adicional es determinar el voltaje línea a línea promedio, que se hace multiplicado por raíz de 3; adicionalmente se comparte su implementación en DigSILENT PowerFactory.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1	Date/Time	kWh del intVARh del IrkWh rec int	11	12	13	Vln 1	Vln 2	Vln 3	Vln avg				Vln promedio	VII promedio			
2	1/5/2025 0:00	2173.643	710.9132	0	375.43	392.3969	406.3512	7749.695	7790.931	7768.802	7769.81		7799.358031	13508.88438			
3	1/5/2025 0:15	2146.524	703.8304	0	375.8677	389.0747	403.3546	7712.181	7749.424	7732.964	7731.525						
4	1/5/2025 0:30	2130.264	708.0858	0	373.8155	392.1416	404.4505	7729.632	7770.431	7752.164	7750.742						
5	1/5/2025 0:45	2132.803	730.6202	0	371.7439	389.9288	399.084	7801.887	7842.55	7819.753	7821.396						
6	1/5/2025 1:00	2120.577	734.6914	0	368.3105	384.2726	394.1167	7817.821	7856.914	7831.325	7835.353						
7	1/5/2025 1:15	2111.832	733.7855	0	367.3833	381.2095	391.2623	7719.331	7752.051	7732.333	7734.572						
8	1/5/2025 1:30	2075.958	726.9674	0	365.7374	381.0352	392.0134	7806.698	7843.762	7818.155	7822.872		Error Digsilent VII	Error/100	Error (%)		
9	1/5/2025 1:45	2074.481	732.0867	0	363.981	376.8759	390.3422	7793.918	7831.984	7804.472	7810.126		-91.11562474	-0.006744867	0.674%		
10	1/5/2025 2:00	2041.275	768.7464	0	350.8617	363.5633	381.8482	7897.751	7964.405	7941.353	7934.503						
11	1/5/2025 2:15	1917.997	739.5549	0	344.1632	357.1938	326.3439	7866.188	7937.042	7914.638	7905.956						
12	1/5/2025 2:30	1903.611	739.1616	0	340.6162	350.9965	322.1008	7860.368	7928.701	7906.589	7908.553						
13	1/5/2025 2:45	1862.234	725.4633	0	336.7367	343.1476	319.5764	7910.502	7964.35	7932.061	7935.638						
14	1/5/2025 3:00	1854.663	726.5652	0	336.2518	349.094	322.2505	7883.614	7953.244	7926.753	7921.204						
15	1/5/2025 3:15	1156.024	416.8693	0	184.0847	197.389	205.6711	8091.807	8189.939	8084.026	8125.257						
16	1/5/2025 3:30	1130.959	399.3185	0	186.0402	198.3337	210.2363	8090.084	8139.818	8110.966	8113.623						
17	1/5/2025 3:45	1134.036	359.84	0	186.3469	196.7483	212.962	8123.494	8180.434	8146.855	8150.261						
18	1/5/2025 4:00	1118.957	387.2901	0	186.1357	199.589	211.7667	8145.958	8199.016	8168.73	8171.235						
19	1/5/2025 4:15	1115.917	398.2203	0	180.205	191.756	205.1559	8047.49	8119.7	8082.755	8083.315						
20	1/5/2025 4:30	1368.48	532.9138	0	266.8825	281.919	292.7508	8007.295	8070.366	8041.801	8039.82						
21	1/5/2025 4:45	1745.614	684.2571	0	317.5786	334.666	341.8304	7892.491	7943.746	7912.582	7916.272						
22	1/5/2025 5:00	1865.703	762.9121	0	326.8888	346.6998	356.2047	7899.801	7941.054	7909.917	7916.924						
23	1/5/2025 5:15	1883.68	777.1461	0	331.677	345.2551	357.385	7927.869	7962.084	7937.075	7942.343						
24	1/5/2025 5:30	1900.27	784.1384	0	328.1993	350.4179	355.7391	7900.476	7932.095	7923.312	7918.628						
25	1/5/2025 5:45	1913.522	779.1777	0	341.4308	360.4656	363.7192	7925.407	7959.946	7936.369	7940.574						
26	1/5/2025 6:00	1970.077	815.6353	0	343.6464	364.3516	370.5405	7954.18	7983.83	7961.573	7966.528						
27	1/5/2025 6:15	1947.629	793.5092	0	330.5666	346.5664	352.8286	7964.348	7992.942	7974.727	7977.339						

Figura 3.7: Perfil de carga trafo Montero 2 barra 13.8 kV. Fuente: CNEL EP.

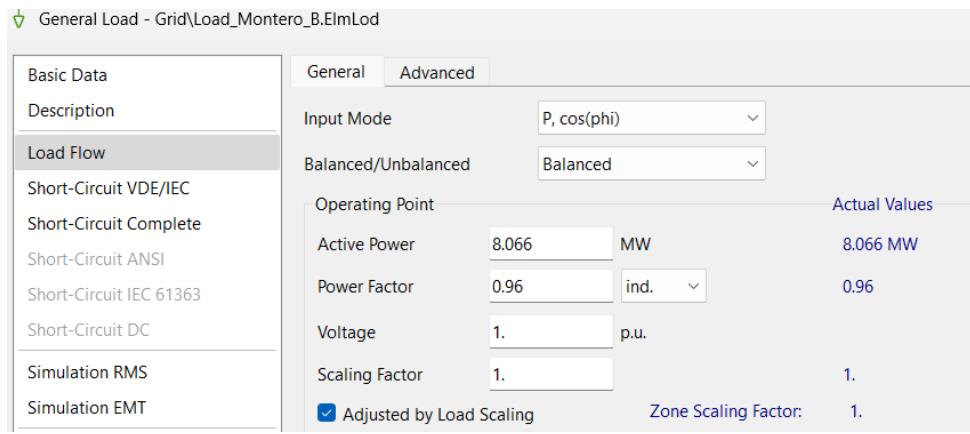


Figura 3.8: Parámetros internos de carga trafo Montero 13.8 kV.

Finalmente se procede a presentar la tabla 3.1, el cual describe los valores obtenidos de los registros de perfil de carga, la cual se muestra a continuación:

Perfiles de carga propuestos por registros históricos		
Cargas	Potencia Activa [kW]	fp
Milagro Transformador 1	5.124 kW	0.982
Milagro Transformador 2	10.127 kW	0.964
Milagro Transformador 3	4.129 kW	0.962
Montero Transformador 1	11.778 kW	0.933
Montero Transformador 2	8.066 kW	0.961
Exportcambrige	2.872 kW	0.95
Alamos	0.215 kW	0.95
Puerto Inca (BT 13.8 kV)	5.208 kW	0.983
California	7.165 kW	0.90
Naranjal	7.980 kW	0.961

Cuadro 3.1: Perfiles de cargas promedio con sus respectivas potencias y fp.

### 3.2. Parámetros técnicos del gemelo digital

En esta sección se describen las características técnicas de los componentes físicos y eléctricos que conforman nuestra red de subtransmisión modelado en el gemelo digital, tomando como punto de referencia el SNI Durán, SNI Milagro y barra móvil hasta la subestación Naranjal. La información que se

presenta a continuación, se la obtuvo a partir de la base de datos de CNEL EP, observaciones en campo y referencias del Geoportal, mismos que garantizan el fiel comportamiento de la red en condiciones normales de operación. Estos parámetros, son esenciales para la correcta configuración del modelo del gemelo digital implementado en DigSILENT PowerFactory, permitiendo simulaciones precisas de flujos de potencia, medición de tensiones y corrientes.

### 3.2.1. Subestaciones

En la Tabla 3.2 se definen los nombres y características de las ocho subestaciones simuladas en el gemelo digital, la cuales operan a un nivel primario de 69 kV y secundario de 13.8 kV. Cabe indicar, que estas subestaciones fueron configuradas como barras tipo PQ en DigSILENT PowerFactory , con el objetivo de que el voltaje en la barra sea el resultado del cálculo del flujo de potencia, mientras que las potencias activa y reactiva dependen de la demanda.

Nombre de la Subestación	Voltaje Primario (kV)	Tipo de barra	Observación
Milagro Sur	69	PQ	Nodo troncal clave (Interconexión con Milagro Norte y Ecoelectricity)
Montero	69	PQ	Nodo troncal hacia Puerto Inca
Tap Montero 2	69	PQ	Nodo previo a ramales y Puerto Inca
Expocambrige	69	PQ	Ramal lateral desde Montero 2
Álamos	69	PQ	Ramal lateral desde Montero 2
Puerto Inca	69	PQ	Subestación importante previa a Naranjal
California	69	PQ	Lateral conectado antes de Naranjal
Naranjal	69	PQ	Subestación final del tramo estudiado

Cuadro 3.2: Características de las Subestaciones del gemelo digital.

Bajo este esquema, la subestación Milagro Sur corresponde a un punto de interconexión importante ya que es el responsable de distribuir el flujo de energía hacia las demás subestaciones. Montero y Tap Montero 2, son nodos vitales que se interconectan entre sí para alimentar a la red, las subestaciones Expocambrige y Álamos son subestaciones privadas laterales que se derivan del tramo principal Montero – Puerto Inca. Las subestaciones Puerto Inca y California corresponden en el sistema puntos de estudio debido a su proximidad con la subestación Naranjal, siendo éste último el extremo final del sistema modelado.

### 3.2.2. Líneas de subtransmisión

En esta sección se describen las líneas que se interconectan con cada subestación y ramales implementados en el gemelo digital. Se describen su origen, destino, tensión nominal, tipo de conductor, longitud en km, resistencia, reactancia y susceptancia empleados en la simulación.

De	A	Descripción
Transelectric	Pradera	Línea principal hacia Pradera
Pradera	Ecoelectric	Conexión principal hacia Ecoelectric
Ecoelectric	Milagro Sur	Línea troncal hacia Milagro Sur
Transelectric	Col. Tec. Milagro	Ruta troncal hacia Milagro Sur
Col. Tec. Milagro	Milagro Sur	Ruta troncal hacia Milagro Sur
Milagro Sur	Los Almendros	Línea troncal hacia Montero
Milagro V	Nodo Milagro V	Línea directa SNI - Montero
Nodo Milagro V	Montero	Línea directa SNI - Montero
Tap Montero 2	Nodo Montero 2	Conexión secundaria entre Tap Montero 2 y Nodo Montero 2
Nodo Montero 2	Montero	Conexión secundaria entre Nodo Montero 2 y Montero
SNI Durán	Tap Montero 2	Conexión SNI Durán hacia Tap Montero 2
Nodo Montero 2	Expocambrige	Línea principal hacia Expocambrige
SNI	Expocambrige	Línea de conexión lateral hacia Expocambrige
Expocambrige	Nodo Alamos	Línea hacia S/E Alamos
Nodo Alamos	Alamos	Línea de conexión lateral hacia Alamos
Nodo Alamos	Puerto Inca	Ruta troncal hacia Puerto Inca
Puerto Inca - Nodo California	California	Ruta troncal hacia Naranjal
Nodo California	California	Línea de conexión lateral hacia California
Nodo California	Naranjal	Ruta troncal hacia Naranjal

Cuadro 3.3: Interconexiones y descripciones operativas de las líneas.

En este proyecto, se desarrolló un esquema unifilar del gemelo digital, en donde se respeta la jerarquía de las interconexiones reales troncal- ramal de cada subestación, manteniendo el orden geográfico real de la red. Cada barra fue establecida como tipo PQ para asegurar que el modelo simulado reproduzca fielmente la demanda registrada en cada nodo, mientras que las características eléctricas de cada línea de subtransmisión permiten evaluar caídas de tensión, pérdidas y flujo de potencia bajo condiciones operativas y de fallas en la red.

De	A	Tensión Nominal (kV)	Longitud (km)	Tipo de Conductor
Transelectric	Pradera	69	9,79	ACSR 477
Pradera	Ecoelectric	69	2,66	ACSR 477
Ecoelectric	Milagro Sur	69	4,29	ACSR 477
Transelectric	Col. Tec. Milagro	69	8,48	ACSR 477
Col. Tec. Milagro	Milagro Sur	69	1,86	ACSR 477
Milagro Sur	Los Almendros	69	3,59	ACSR 477
Milagro V	Nodo Milagro V	69	16,38	ACAR 266,8
Nodo Milagro V	Montero	69	1,79	ACSR 750 MCM
Tap Montero 2	Nodo Montero 2	69	0,156	ACAR 750 MCM
Nodo Montero 2	Montero	69	1,62	ACSR 266,8
SNI Durán	Tap Montero 2	69	12,2	ACSR 750 MCM
Nodo Montero 2	Expocambrige	69	29,55	ACSR 266,8
SNI	Expocambrige	69	6,01	ACSR 266,8
Expocambrige	Nodo Alamos	69	4,96	ACSR 266,8
Nodo Alamos	Alamos	69	0,19	ACSR.4/0
Nodo Alamos	Puerto Inca	69	0,8	ACSR 266,8
Puerto Inca - Nodo California	California	69	17,14	ACSR 266,8
Nodo California	California	69	5,4	ACAR 500
Nodo California	Naranjal	69	3,58	ACSR 266,8

Cuadro 3.4: Características de las líneas de transmisión.

De	A	R (/km)	X (/km)	B (S/km)
Transelectric	Pradera	0,175	0,306	0,0000035
Pradera	Ecoelectric	0,175	0,306	0,0000035
Ecoelectric	Milagro Sur	0,175	0,306	0,0000035
Transelectric	Col. Tec. Milagro	0,175	0,306	0,0000035
Col. Tec. Milagro	Milagro Sur	0,175	0,306	0,0000035
Milagro Sur	Los Almendros	0,175	0,306	0,0000035
Milagro V	Nodo Milagro V	0,257	0,305	0,00000368
Nodo Milagro V	Montero	0,099	0,278	0,0000032
Tap Montero 2	Nodo Montero 2	0,099	0,278	0,0000032
Nodo Montero 2	Montero	0,257	0,305	0,00000368
SNI Duran	Tap Montero 2	0,099	0,278	0,0000032
Nodo Montero 2	Expocambrige	0,099	0,278	0,0000032
SNI	Expocambrige	0,257	0,305	0,00000368
Expocambrige	Nodo Alamos	0,257	0,305	0,00000368
Nodo Alamos	Alamos	0,306	0,38	0,0000034
Nodo Alamos	Puerto Inca	0,257	0,305	0,00000368
Puerto Inca - Nodo California	California	0,257	0,305	0,00000368
Nodo California	California	0,107	0,28	0,0000036
Nodo California	Naranjal	0,27	0,31	0,0000036

Cuadro 3.5: Parámetros de líneas de transmisión entre subestaciones.

La precisión de cada elemento de la red tanto para las subestaciones y líneas de subtransmisión determina que el comportamiento del gemelo digital puede compararse con mediciones reales obteniendo de esta forma porcentajes de error bajos y confiables en relación con los datos proporcionados por CNEL EP.

### 3.3. Elaboración del modelo inicial

#### 3.3.1. Implementación de esquema unifilar en DigSILENT PowerFactory

Para poder representar a través de simulación el comportamiento de una línea de subtransmisión, se requiere plasmar en el software la representación digital del SEP que abarca desde el punto de origen (válgame recalcar que requerimos información para poder simular correctamente el sistema, por ello se comienza delimitando los conexiones desde la barra principal del SNI MILAGRO), hasta la zona que contiene el tema de estudio/interés, siendo esto y para fines prácticos la línea de subtransmisión que enlaza Puerto Inca y Naranjal.

Adicionalmente, a la consideración aguas arriba del SNI Milagro, se trabaja también con el ramal aledaño que proviene de Durán (SNI Durán), que se conecta a la barra de Tap Montero 2. Dicho esto se procede a describir el desarrollo e implementación del diagrama unifilar en PowerFactory, donde el primer punto a considerar es el uso adecuado de elementos de red, para ello se compara el diagrama unifilar real, y en base a ello se replican los generadores, barras y líneas que salen del patio de 230 kV de la S/E SNI Milagro (desde el punto de vista y orientación, sería **aguas arriba**), dicha representación se muestra a continuación.

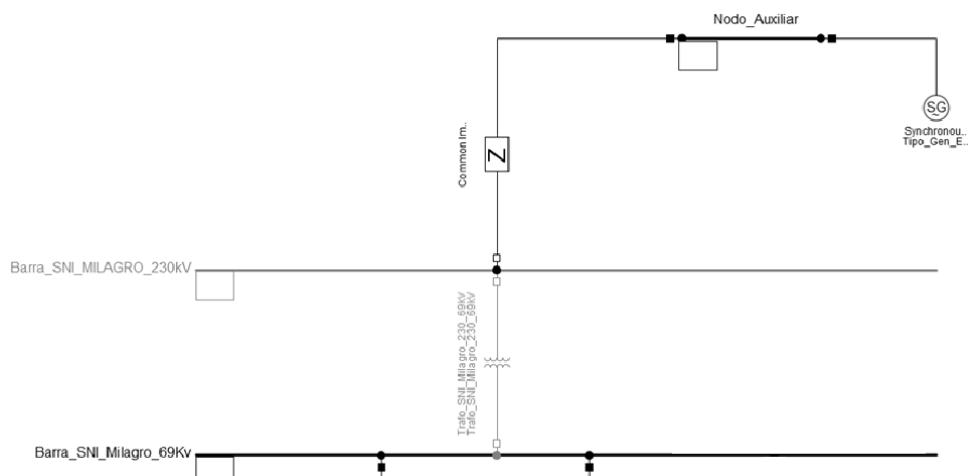


Figura 3.9: Representación en DigSILENT del S/E SNI Milagro.

Los elementos de generador, barras, impedancia y transformador emulan la disposición unifilar del SEP actual, y del cual este trabajo de titulación se basa, sin embargo no se pude la información de carga aguas arriba de la S/E SNI Milagro se desconoce; esta información es relevante, definitivamente, pero para obtener dicha información se debería realizar un barrido aguas arriba, empleando nuevos diagramas y conexiones adicionales que no presentan asociación al objetivo de estudio del presente proyecto, razón por la cual se emplea el estudio de cortocircuitos para seleccionar el elemento External Grid o red externa para representar equivalentemente la red aguas arriba del SNI Milagro (el desglose de dicho proceso se explica en el siguiente tópico).

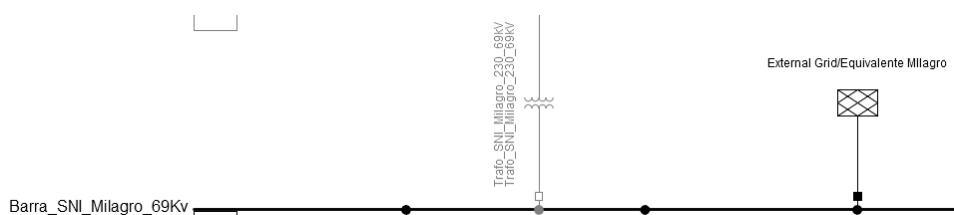


Figura 3.10: Representación en DigSILENT del equivalente de red.

Para simular el modelo eléctrico en DigSILENT Powerfactory, se implementó un esquema unifilar de la red de subtransmisión y distribución tomando como eje de partida los punto SNI Durán, SNI Milagro y Estación móvil, agregando elementos propios de la red que fueron dados mediante información técnica proporcionada por el Geoportal de CNEL EP.

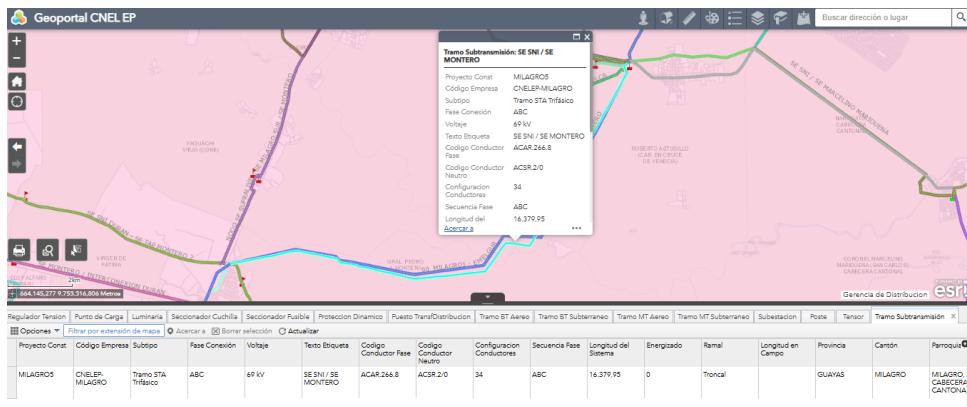


Figura 3.11: Representación unifilar tramo SNI-Montero. Fuente: GEOPORTAL [3].

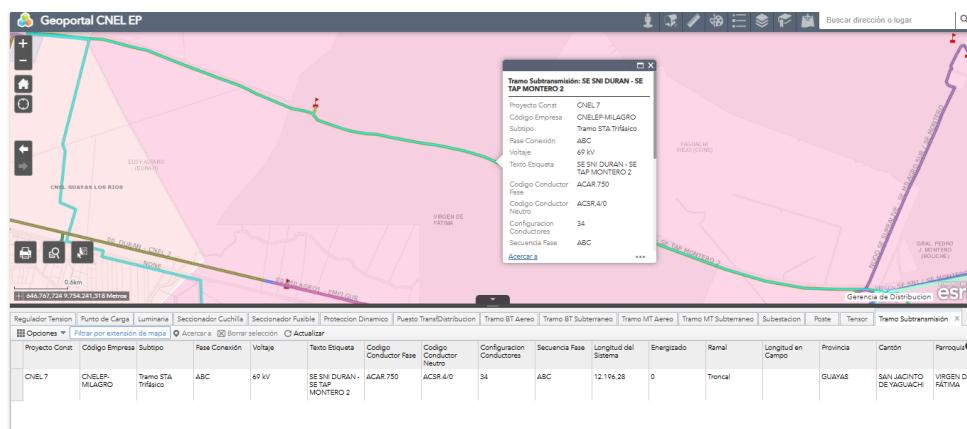


Figura 3.12: Representación unifilar tramo SNI Durán- Tap Montero. Fuente: GEOPORTAL [3].

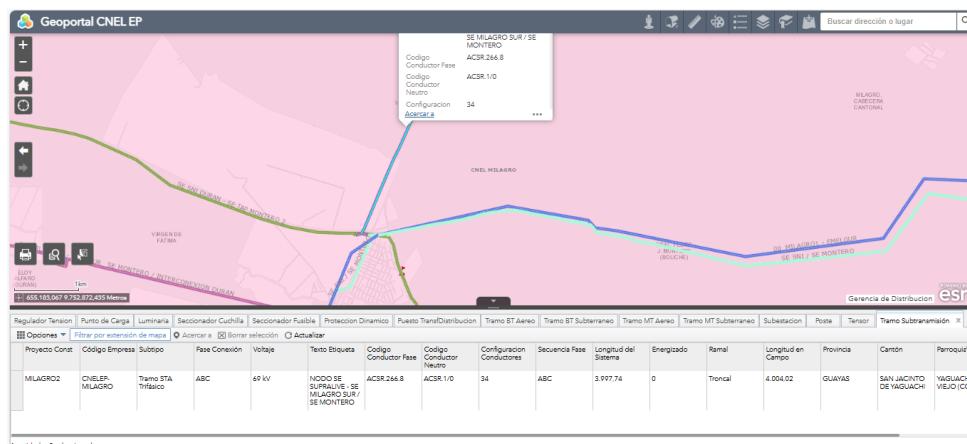


Figura 3.13: Representación unifilar tramo SNI Milagro Sur - Montero. Fuente: GEOPORTAL [3].

Como primer paso, se definió el tipo de cable de subtransmisión, así como las características propias que presenta cada calibre utilizado en la red. Estos parámetros fueron ingresados en la librería de elementos de PowerFactory, creando de esta forma registros para cada conductor implementado en el sistema con el objetivo de los parámetros eléctricos como: resistencia, reactancia y susceptancia sean propios de las especificaciones técnicas del conductor utilizado.

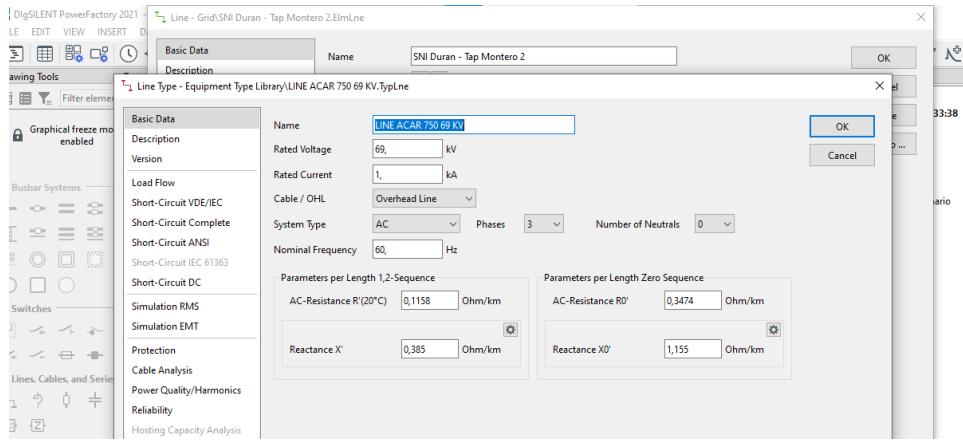


Figura 3.14: Características del conductor ACAR 750.

Después de haber realizado la configuración de cada conductor que conforman la red en el entorno de DigSILENT, se procedió a modelar los tramos de subtransmisión, transformadores y barras siguiendo la topología propuesta en los diagramas unifilares presentados en el Geoportal de CNEL EP. La ubicación y longitud de cada tramo fueron validadas por el sistema ya mencionado permitiendo así obtener distancias reales y referencias para la representación digital del sistema.

Este sistema consideró:

- Barras (nodes): Correspondientes a Subestaciones y nodos de conexión intermedios.
- Tramos de subtransmisión: Asignación de longitud y tipo de conductor para cada tramo extraído del Geoportal.
- Parámetros eléctricos: Calculados a partir de las especificaciones del fabricante.

Con este sistema, se garantiza que el sistema implementado en PowerFactory, representa fielmente las características físicas y eléctricas del sistema físico, permitiendo crear un ambiente confiable para las simulaciones posteriores tales como el cálculo del flujo de carga.

### 3.3.2. Equivalentes de red para simulación

Como se mencionó previamente, tanto para la S/E SNI Milagro y Durán se colocaron elementos que representan la equivalencia de las conexiones aguas arriba, estos elementos conocidos como External Grid sirven para plasmar el equivalente de la red aguas arriba, y con ello poder proseguir con el siguiente paso, el cual son las pruebas de simulación de red, pero para llegar a tal estado, se determina los respectivos estudios de cortocircuito en las barras de 69 kV.

A continuación, se procede a definir el equivalente de red aguas arriba de la S/E SNI Milagro, para lo cual se definen los cortocircuitos trifásicos y monofásicos en la red que se desea simular (más concretamente en la barra de 69 kV), con dicha anomalía presente, se rescatan 2 datos esenciales, siendo estos **Skss** e **Ikss**, la potencia y corriente inicial, al momento de ocurrir la falla trifásica, de estos el valor de la potencia permite definir el primer parámetro del equivalente de red. Este parámetro es colocado en la pestaña asociada al fenómeno de cortocircuito según la norma VDE/IEC (por preferencia, se utiliza esta última).

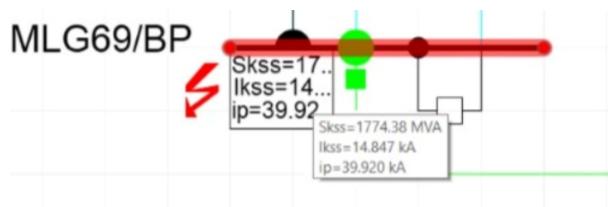


Figura 3.15: Falla trifásica en barra de 69 kV SNI Milagro.

Figura 3.16: Definición de parámetros de cortocircuito.

A continuación, se procede a definir los valores asociados a las resistencias y reactancias de secuencia positiva, negativa y cero, dichos valores permiten definir los siguientes parámetros: **R/X Ratio**, **Z2/Z1**, **X0/X1** y **R0/X0**, los cuales fueron obtenidos por el estudio de cortocircuito monofásico en dicha barra (por facilidad se aplica la falla en la fase A).

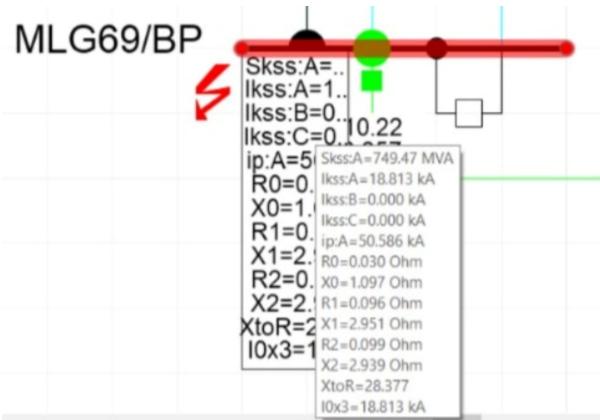


Figura 3.17: Falla monofásica en barra de 69 kV SNI Milagro.

El primer parámetro se lo determina dividiendo los valores de resistencia de secuencia positiva, negativa y cero para sus asociados en reactancias, y el valor que sea mayor se lo ingresa dentro de los parámetros del equivalente de red (otra manera de determinar dicho valor es sacar la inversa del valor X/R), los demás valores simplemente se determinan dividiendo las variables correspondientes, de tal manera que se obtienen los siguientes resultados que son utilizados para crear el equivalente de la S/E SNI Milagro.

Figura 3.18: Definición de parámetros de elemento equivalente.

De tal manera se define el respectivo equivalente de red para la S/E SNI Milagro, con este avance el diseño unifilar permite simular sin inconvenientes el comportamiento de la red en estado estacionario, y más adelante, en tiempo real según amerite las pruebas a ser realizadas.

De la misma manera se aplica para las 2 barras adicionales que se tienen en la red, la asociada al SNI Durán, y, la barra móvil que se encuentra instalada en la zona del SNI Milagro, pero que no comparte relación la acometida del SNI Milagro (en pocas palabras, posee su propia barra, línea de transmisión y transformador), siendo estas 2 esquemas equivalentes presentados en las siguientes figuras:

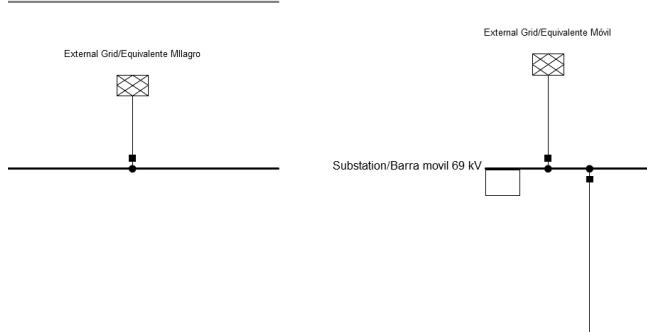


Figura 3.19: Ubicación de red equivalente para barra móvil.

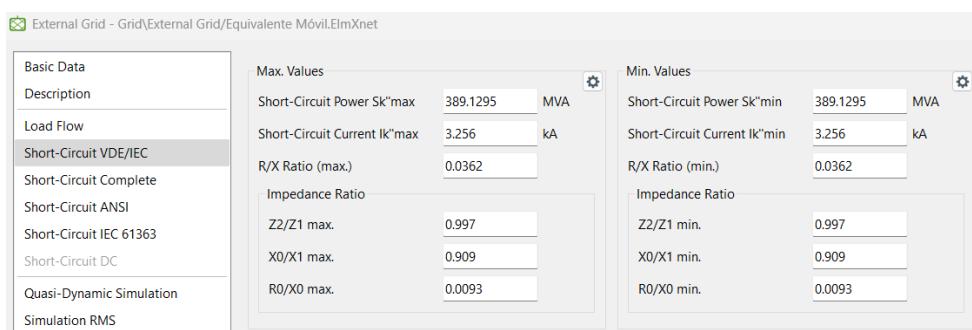


Figura 3.20: Definición de parámetros de elemento equivalente.

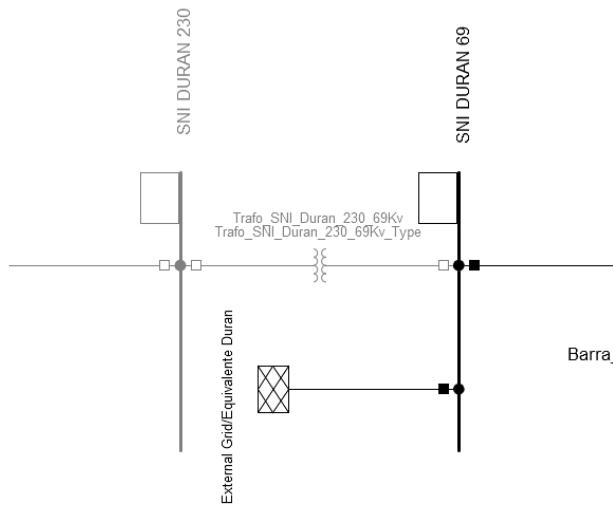


Figura 3.21: Ubicación de red equivalente para SNI Durán.

External Grid - Grid\External Grid\Equivalente Duran.ElmXnet							
Basic Data		Max. Values		Min. Values			
Description		Short-Circuit Power Sk'max	2152.163	MVA	Short-Circuit Power Sk'min	2152.163	MVA
Load Flow		Short-Circuit Current Ik'max	18.008	kA	Short-Circuit Current Ik'min	18.008	kA
Short-Circuit VDE/IEC		R/X Ratio (max.)	0.0634		R/X Ratio (min.)	0.0634	
Short-Circuit Complete		Impedance Ratio		Z2/Z1 max.	0.999	Z2/Z1 min.	0.999
Short-Circuit ANSI				X0/X1 max.	0.488	X0/X1 min.	0.488
Short-Circuit IEC 61363				R0/X0 max.	0.0345	R0/X0 min.	0.0345
Short-Circuit DC							
Quasi-Dynamic Simulation							

Figura 3.22: Definición de parámetros de elemento equivalente.

### 3.3.3. Consideraciones adicionales

Con la anterior sección ya descrita, se da a entender que se encuentran 3 equivalentes de red disponibles en la red, y de los cuales se encuentran trabajando constantemente en la red establecida, para aquello, y como se pretende ya definir simulaciones iniciales para verificar el correcto comportamiento y funcionamiento de la red, se deben definir los tipos de barras asociadas a esos equivalentes previamente definidos, entre ellos se encuentran : **PV**, **PQ** y **Slack**, para lo cual se definen el tipo de bus PV para los correspondientes en el SNI Milagro y la barra móvil, y la barra Slack se la asocia a la que se encuentran en el equivalente del SNI Durán.

La razón por la cual se ha definido de esta manera, es debido a que al momento de correr flujos de potencia (simulaciones de prueba) con esa tipo de barra definida, los resultados arrojados son los más cercanos a los encontrados en los registros de datos históricos.

External Grid - Grid\External Grid\Equivalente Duran.ElmXnet					
Basic Data		General		Advanced	
Description		External Station Controller	→	Automatic Dispatch	
Load Flow		External Secondary Controller	→		
Short-Circuit VDE/IEC					
Short-Circuit Complete					
Short-Circuit ANSI					
Short-Circuit IEC 61363					
Short-Circuit DC					
Quasi-Dynamic Simulation					
Simulation RMS					
Simulation EMT					
Power Quality/Harmonics					
Reliability					
		Bus Type	SL	Setpoint	local
		<input type="checkbox"/> Out of service when active power is zero			
		Operation Point			
		Input Mode	Default	...	
		Active Power	0.	MW	
		Reactive Power	0.	Mvar	
		Voltage Setpoint	1.	p.u.	
		Angle	0.	deg	

Figura 3.23: Barra Slack del sistema de prueba (SNI Durán).

## 3.4. Implementación del modelo: gemelo digital

En esta sección, se detalla la implementación del gemelo digital del sistema eléctrico en estudio, para ello se utilizó el programa DigSILENT PowerFactory, en donde se realizó el modelamiento de la red con las características propias de cada elemento eléctrico tomando como referencia datos proporcionados por CNEL EP y Geoportal.

Como primer paso, se configuró la topología de la red siendo éste una réplica del sistema físico real, desde la subestación SNI Durán, SNI Milagro y barra móvil hasta la barra de Naranjal, incluyendo las interconexiones intermedias como lo son: Milagro Sur, Montero, Tap Montero, Exporcambrige, Álamos, Puerto Inca y California. Para cada tramo de subtransmisión se emplearon las longitudes, así como los tipos de conductores reales con sus características eléctricas como por ejemplo: ACAR 266.8, ACAR 750, ACSR 266.8, entre otros; datos que fueron obtenidos de planos y registros de operación.

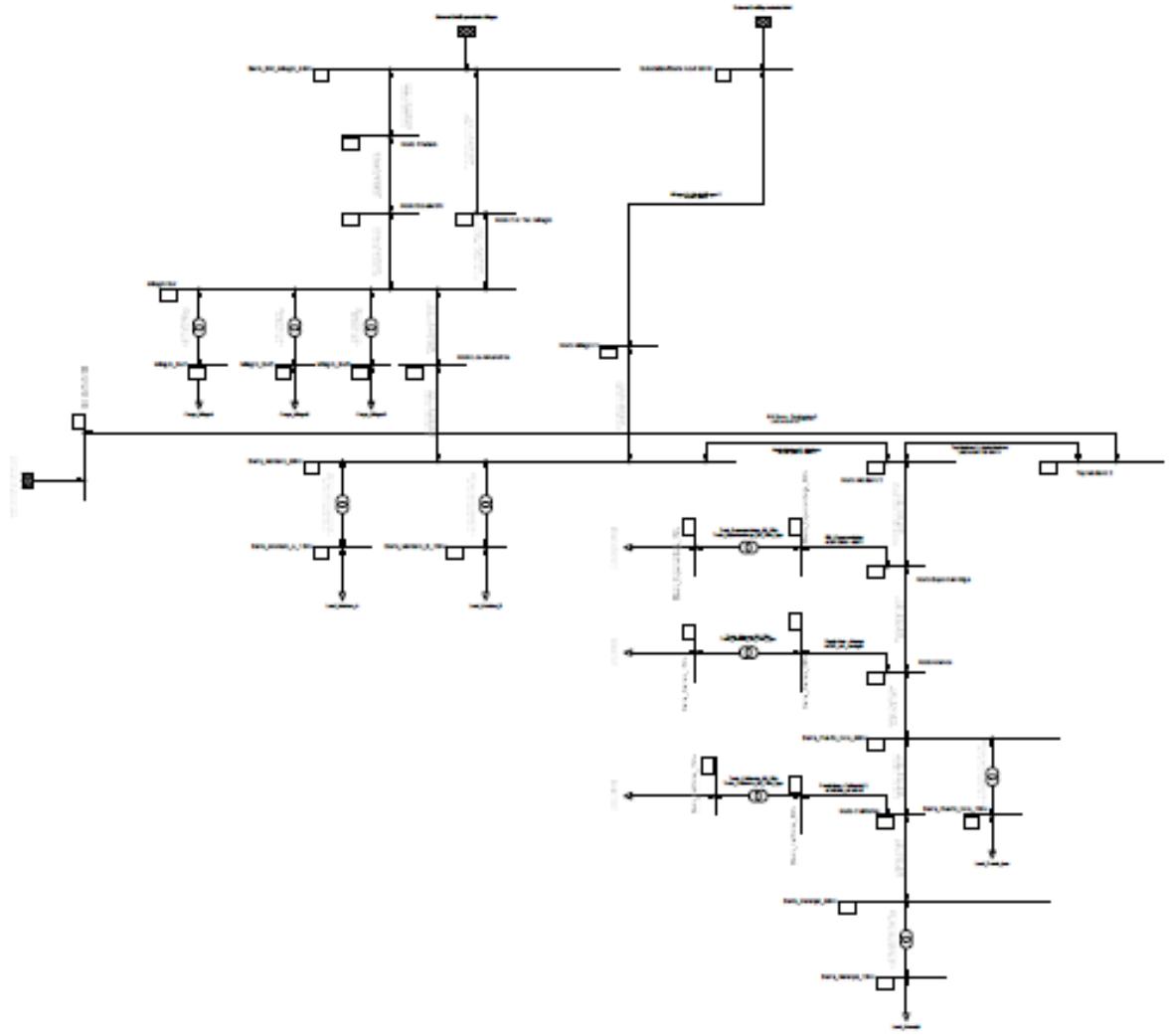


Figura 3.24: Gemelo digital implementado en PowerFactory sin flujo de carga.

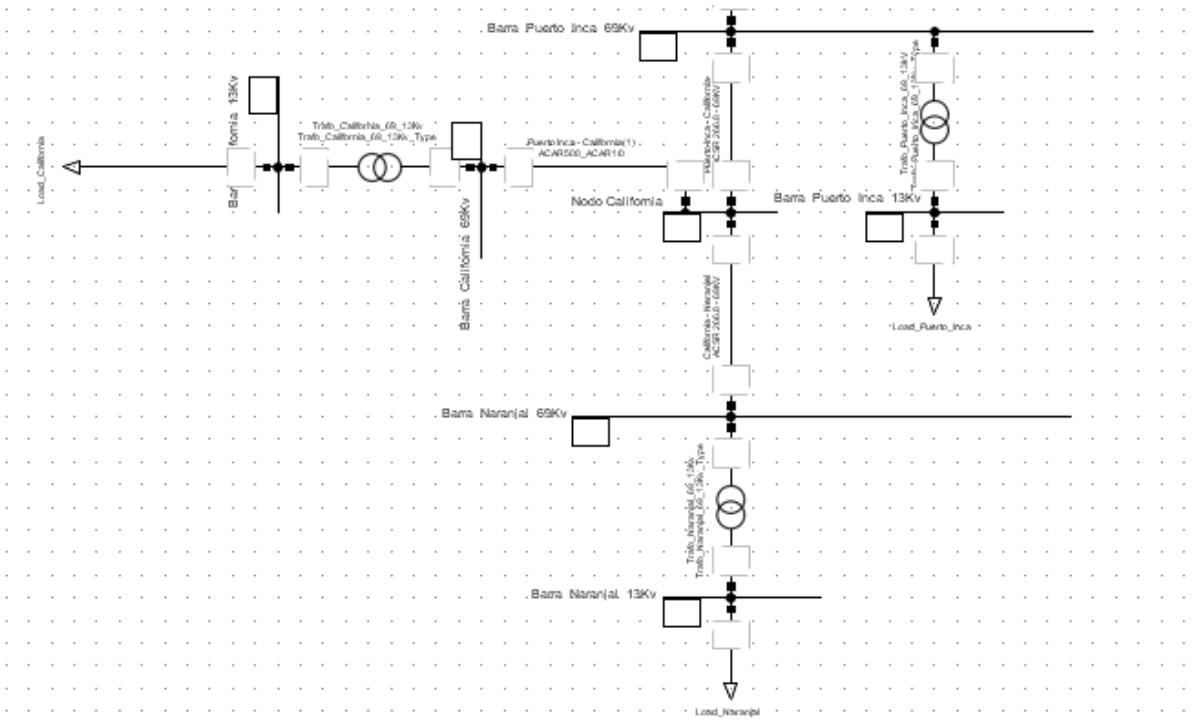


Figura 3.25: Tramo Puerto Inca - Naranjal implementado en PowerFactory sin flujo de carga.

Con la representación de la red, se calcula el flujo de la carga en donde se obtuvo magnitud de tensión, potencias activas/reactivas y corrientes vinculadas a cada elemento del sistema. Los resultados (Figura 3.26), demuestran que el sistema en condiciones normales trabaja bajo del nivel nominal del sistema 69 kV, siendo esta caída de voltaje representativa en las barras de Puerto Inca y Naranjal, la cual alcanza valores de 64.5 kV y 63.2 kV respectivamente lo cual equivale a un 94 - 92 % de la tensión nominal.

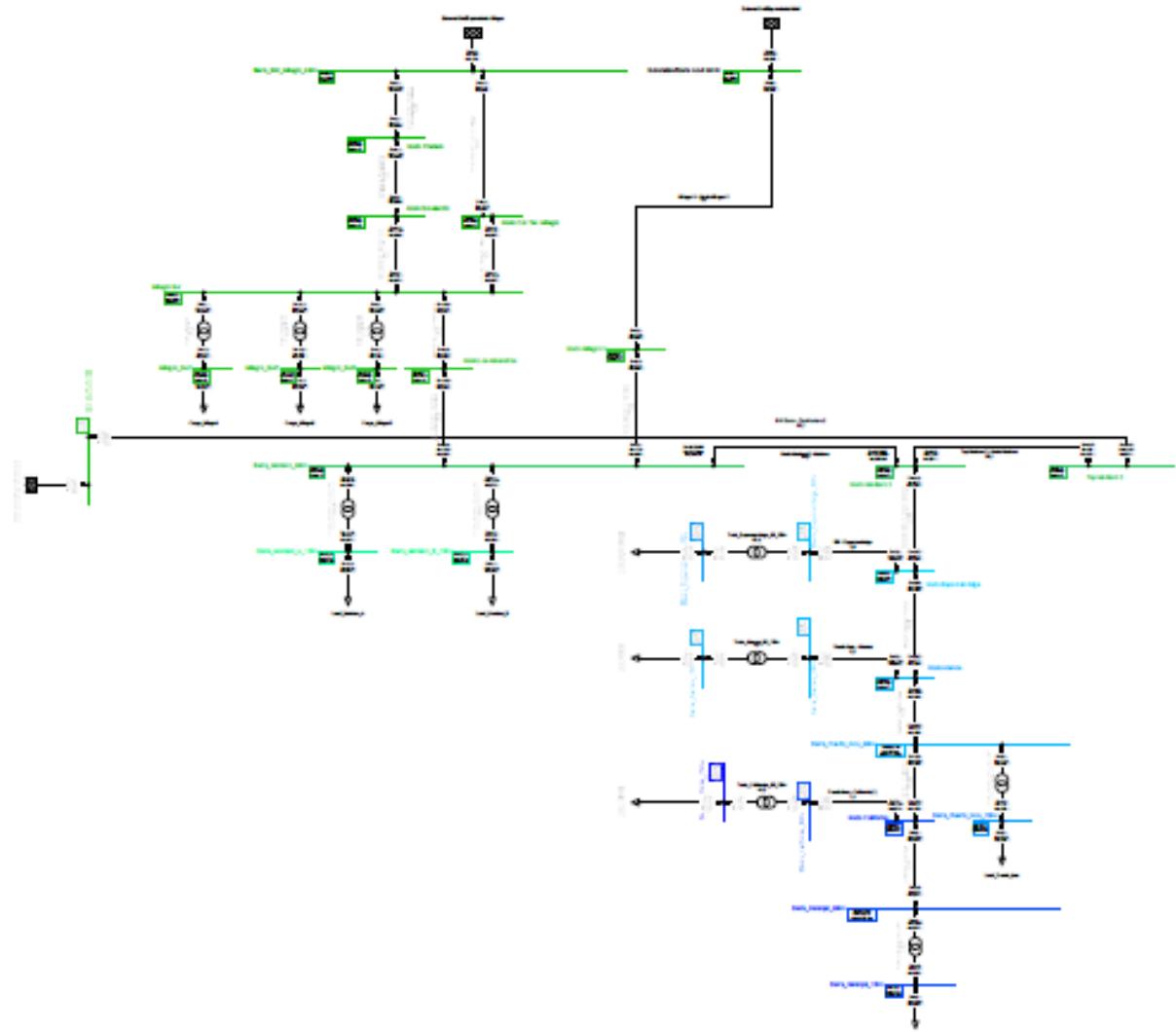


Figura 3.26: Gemelo digital implementado en PowerFactory con flujo de carga.

Para la representación de la red con flujo de carga (Figura 3.26), DigSILENT utiliza colores que permiten diferenciar las tensiones y corrientes en cada barra.

- Verde: Dentro del rango operativo aceptable (cercaos al 100 % de la tensión nominal)
- Amarillo: Desviación de  $\pm 5\%$  de la tensión nominal.
- Rojo: Condiciones fuera de rango o cercanos al límite máximo de seguridad.

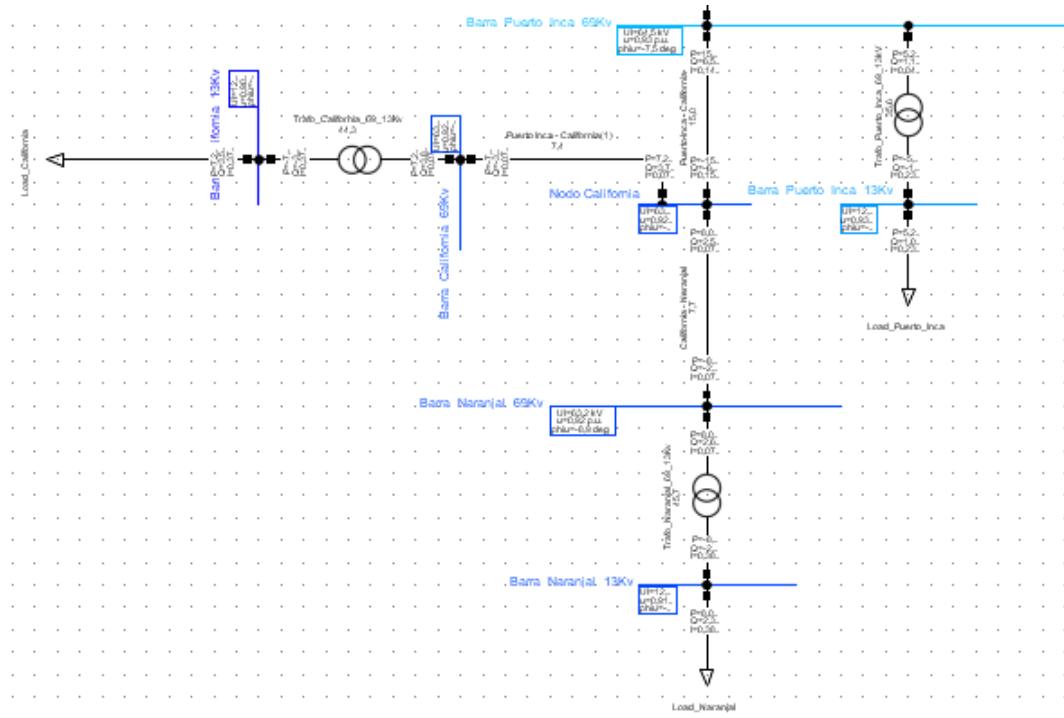


Figura 3.27: Tramo Puerto Inca - Naranjal implementado en PowerFactory con flujo de carga.

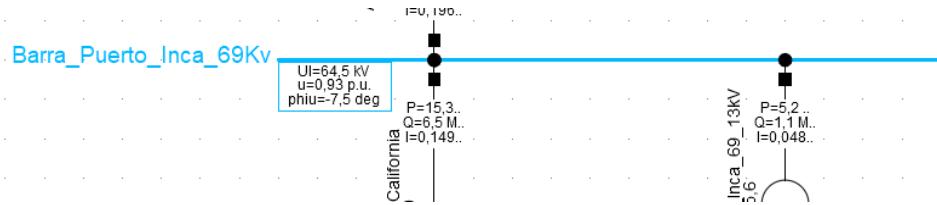


Figura 3.28: Valores de flujo de carga en Puerto Inca.

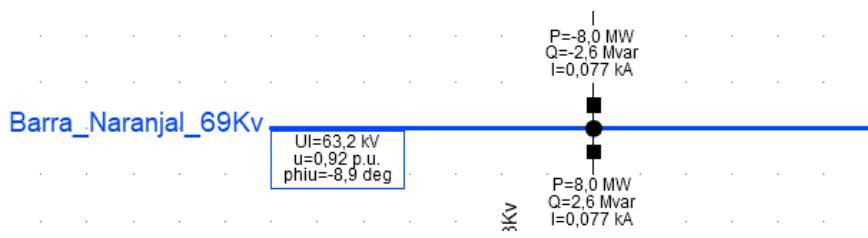


Figura 3.29: Valores de flujo de carga en Naranjal.

Bajo este esquema, se puede preciar que desde Montero hacia aguas arriba el sistema opera en condiciones normales cercanas a 69 kV (1.00 p.u.) la cual se aprecia en color verde, mientras que en las barras de Puerto Inca ( 64.5 kV, 0.93 p.u.) y Naranjal (63.2 kV, 0.92 p.u.) presentan colores asociados de bajo voltaje, coherentes a la caída de tensión presentada en el sistema real. Estas variaciones visuales permiten identificar las zonas críticas de la red y respaldan el análisis que se presenta a continuación.

## 3.5. Diseño de simulación en tiempo real del gemelo digital

### 3.5.1. Comunicación PowerFactory – Matrikon OPC

El presente proyecto define el análisis de una representación digital de un tramo (Línea de subtransmisión) entre la S/E Puerto Inca y S/E Naranjal, se respeta esa premisa en todo momento, pero cuando

llega el aspecto de comportamiento de la red ante eventos, fallas o situaciones de índole no operativas se debe realizar los respectos análisis de simulación, siendo el más empleado el flujo de carga; recordemos que el flujo de carga, en resumidas cuentas, es como una fotografía de un punto de tiempo en específico. Efectivamente, el flujo de carga permite determinar el estado de la red ante condiciones normales y/o eventos de falla, pero existe un inconveniente, al momento de correr el flujo, obtenemos resultados estáticos en el tiempo, o sea, una vez hecho alguna modificación, si se quisiese revertir al estado original se debería nuevamente correr el flujo de carga, acción que se encuentra en lo correcto, pero para el enfoque del presente proyecto se ve limitado por la falta de dinamismo en tiempo real (observar resultados durante los cambios aplicados)

Por esa razón, y como idea principal, se desea implementar un esquema de simulación en tiempo real que permita desarrollar los respectivos eventos asociados a la red, cambios presentes en el mismo, e inclusive opciones de mejora para la calidad del servicio en el sistema. Por este motivo, se propone definir una simulación en tiempo real. Definir una simulación en tiempo real, requiere que el sistema se actualice constantemente considerando cualquier cambio o variación en el sistema, y que dicha variación pueda ser observada durante el transcurso de la simulación. Para poder realizar este análisis, PowerFactory permite desarrollar simulaciones RMS o EMT, las cuales son aplicadas a eventos de falla y transitorios durante períodos de tiempo elevados, pero lamentablemente poseen límites de tiempo, es por dicha razón que se obvia esa alternativa, y se procede con el desarrollo de un código que permita simular en tiempo real. Para lograr lo cometido se emplea una herramienta muy útil dentro de PowerFactory: Scripts. El Script, permite desarrollar el código por medio del propio lenguaje de programación denominado Digsilent Programming Language (DPL), el cual permite simular en tiempo real nuestra red de estudio, para ello se tomaron en cuenta las siguientes directrices:

- Establecer comunicación con el servidor local, que hará las veces de hosting y enlace entre el SCADA desarrollado en Simulink-Matlab y el software de simulación PowerFactory.
- Simulación en tiempo real, considerando todo el comportamiento de la red durante el proceso de estudio.
- Definir las respectivas variables de interés, pudiendo ser voltaje de barras, estado de cargas, fallas en la red, etc.
- Direccionar los diferentes estados propuestos a las variables compartidas entre PowerFactory y Matlab, con sus respectivas restricciones y consideraciones (if-else, ciclo while).
- Recepción de información/data proveniente del servidor local (Matrikon OPC), y su respectiva lectura.

El presente código mantiene presente estas consideraciones, ya que con ello se concreta el objetivo de la codificación en DPL, en donde se permite: establecer comunicación entre el DIgSilent Power Factory con el servidor local, se definen variables a analizar, se definen restricciones de operación, y se recepta cambios de estados en la red, actualizando constantemente el flujo de potencia en el sistema.

Posteriormente, se procede a desglosar aspectos importantes del código, siendo uno de ellos la definición de variables iniciales y la confirmación de comunicación con el servidor local.

```

Code
int nDataNum;
int estado, nRun;
set MeaSet, Medi,Carg,Lin,Traf,Var;
object Mea, Flujo,MC1,MC2,MC3,MC4,MC5,MC6,MC7,MC8,MC9,MC10,MC11,MC12,MC13,C1,C2,C3,(object fault;
int n;
int CambioSc,ok;
n=1;
CambioSc = 0; !ESTADO INICIAL DE FALLA TRIFASICA

!Reset global de los cálculos
ResetCalculation();
!inicio el comando Link que me confirma y verifica conexión con OPC
estado = Link:isLinkStarted;
if (estado = 1){
    Info('Desactivando Comando Link');
    Link.Execute();
    Sleep(10);
}
estado = Link:isLinkStarted;
if (estado = 0) {
    Info('Comando Link Iniciando');
    Link.Execute();
    Sleep(10);
    estado = Link:isLinkStarted;
    if (estado = 0){
        Error('Comando Link no pudo iniciarse');
        exit();
    }
    Info('Comando Link Iniciado Exitosamente');
}
Link.SetOPCReceiveQuality(255);

```

Figura 3.30: Definición de variables iniciales y comunicación con Matrikon OPC.

Las primeras líneas de código definen los tipos de variables y sus características, el prefijo **int** es para indicar que los valores son de índole numérico, **set** especifica que las variables contienen un conjunto de elementos, **object** es el atributo individual que se le asigna a un elemento (Para el presente proyecto se lo emplea para identificar las mediciones que se desean monitorear). Acto seguido, se define un reseteo global de mediciones, para poder actualizar cualquier cambio de estado en algún parámetro de la red.

El siguiente bloque comienza con la comprobación del estado de conexión con el servidor local (la línea que describe: **estado = Link:isLinkStarted;**, aquí se realiza verificación sobre si se encuentra o no conectado al servidor local, si no se encontrase conectado, se procede a conectar con el comando **Link.Execute()**, y se espera un retardo de 10 ms, caso contrario, y pese a estar ya linkeado, nuevamente se procede a conectar con el servidor (esto se hace para que solamente al ejecutar el código la conexión sea establecida). La última línea define la naturaleza de nuestra conexión, siendo este caso de recepción de información y/o datos desde Matrikon OPC.

```

Code
!Inicio del bucle infinito

while(n) {
    SetRescheduleFlag(0);
    nDataNum = Link.ReceiveData(1);!leemos datos del opc para saber como inciaran
    if(nDataNum > 0)
    {
        printf('Se recibio %d datos', nDataNum);
    }

    Medi = Medidor.Get();
    MC1 = Medi.FirstFilt('Load_Naranjal');
    MC2 = Medi.FirstFilt('Status_California_Naranjal');
    MC3 = Medi.FirstFilt('Load_PtoInca');
    MC4 = Medi.FirstFilt('Load_California');
    MC5 = Medi.FirstFilt('Status_PtoInca_California');
    MC6 = Medi.FirstFilt('Status_Montero2_PtoInca');
    MC7 = Medi.FirstFilt('Falla_3F_Cali_Nar');
    MC8 = Medi.FirstFilt('Falla_2F_PtoInca_Cali');
    MC9 = Medi.FirstFilt('Falla_1F_Nar_Cali');
    MC10 = Medi.FirstFilt('Status_Statcom');
    MC11 = Medi.FirstFilt('Status_SVS');
    MC12 = Medi.FirstFilt('Status_Statcom_1');
    MC13 = Medi.FirstFilt('Status_SVS_1');

    Carg = Carga.Get();
    C1 = Carg.FirstFilt('Load_Naranjal');
    C2 = Carg.FirstFilt('Load_Puerto_Inca');
    C3 = Carg.FirstFilt('Load_California');

    Lin = Linea.Get();
    L1 = Lin.FirstFilt('California - Naranjal');
    L2 = Lin.FirstFilt('Puerto Inca - California');
    L3 = Lin.FirstFilt('LinSim Montero 2 - PtoInca');
}

```

Figura 3.31: Definición del bucle infinito y variables asociadas a medidores.

El inicio del bucle infinito comienza con el **ciclo while**, esto puesto que n al ser 1 es equivalente a un declaración True constante, y por ende el ciclo es continuo hasta que uno mismo lo termine, acto seguido se presencia la línea que define la lectura de información es **Link.ReceiveData(1)**. El ciclo if que se define a continuación sólo es para llevar el conteo de cuantos datos se están leyendo en el momento de correr cada flujo de potencia.

Los bloques siguientes definen los respectivos medidores, cargas, líneas, cada uno de estos elementos está asociado a una acción en específico. El aspecto más importante de esta sección son los medidores, los medidores permiten, además de monitorear el estado actual de un equipo o sección, son capaces de producir la variación del mismo (un ejemplo, siendo este un medidor asociado a una carga, es posible definir un estado donde la carga no se encuentre conectada a la red), esto se logra definiendo como lógica booleana, sea esta 0 o 1. Todo el conjunto de medidores se basa en este principio, de manera que ellos reciben la decisión proveniente de Matrikon OPC, la cual nace desde Matlab en su lecho de SCADA; en pocas palabras PoweFactory lee el cambio hecho en Matlab a través de Matrikon, y procede tomar esa decisión activando o desactivando (colocar fuera de servicio) el elemento afectado previamente.

Los demás conjuntos o sets que no sean Medidores, no leen cambios o variaciones de información, si no que entregan valores medidos dentro de PowerFactory, y estos se encargan de presentar dichos valores al servidor local, los cuales son recibidos y presentados a Matlab por medio del SCADA.

```

Code
if (MC1:Mea = -1) {
C1:outserv = 0;
}
else {
C1:outserv = 1;
}

if (MC2:Mea = -1) {
L1:outserv = 0;
}
else {
L1:outserv = 1;
}

if (MC3:Mea = -1) {
C2:outserv = 0;
}
else {
C2:outserv = 1;
}

if (MC4:Mea = -1) {
C3:outserv = 0;
}
else {
C3:outserv = 1;
}

if (MC5:Mea = -1) {
L2:outserv = 0;
}
else {
L2:outserv = 1;
}

```

Figura 3.32: Definición los ciclos if-else comparativos.

Esta consecuencia de dejar fuera de servicio o dejarla funcionando se ve reflejada en esta siguiente sección del código, la cual se encarga de verificar todas las variaciones efectuadas y presentadas en Matrikon OPC por medio de ciclos if-else, ejecutando el resultado de acuerdo a lo establecido.

Se respeta la misma manera de actuar cuando se propone efectuar un cortocircuito, el objeto de medición solo confirma que el corto haya ocurrido en esa ubicación (tomemos como ejemplo una falla entre California-Naranjal), y adicionalmente para llevar el registro de fallas se coloca un nuevo objeto siendo este **CambioSc**, que varía a 1 cuando ocurre el corto; este cambia a cero cuando se resetean los valores globales de red y el sistema se libera de la falla de cortocircuito.

```

Code
!Creacion de Cortocircuito Trifasico en Red

!INICIO DE FALLA
if (MC7:Mea = -1 .and. CambioSc = 0) {

    printf(' Activando falla trifásica California-Naranjal...');

    Shc.Execute();      ! Ejecutar cortocircuito
    CambioSc = 1;
}

if (MC8:Mea = -1 .and. CambioSc = 0) {

    printf(' Activando falla Bifásica Pto Inca-California...');

    Shc1.Execute();      ! Ejecutar cortocircuito
    CambioSc = 1;
}

if (MC9:Mea = -1 .and. CambioSc = 0) {

    printf(' Activando falla Monofásica Naranjal-California...');

    Shc2.Execute();      ! Ejecutar cortocircuito
    CambioSc = 1;
}

! ELIMINAR FALLA SI SWITCH = 0
if (MC7:Mea = 0 .and. MC8:Mea = 0 .and. MC9:Mea = 0 .and. CambioSc = 1) {

    ResetCalculation();
    Ldf:iopt_at = 0;
    Ldf.Execute(); ! Retomar flujo de carga normal
    CambioSc = 0;
}

```

Figura 3.33: Definición y despeje de cortocircuitos.

Finalmente, se presentan dos bloques finales, el primero nuevamente hace acto de presencia el flujo de potencia, solo que este siempre actúa cuando no exista una falla de por medio, siempre y cuando esto se cumpla, el flujo seguirá corriendo constantemente, al ocurrir una falla solo se ejecutará el flujo si la falla es despejada, es por ello que se hace doble verificación (medición booleana y contador de fallas activos). Y el último bloque se encarga de filtrar la información que se encuentre descrita dentro de la línea **AllRelevant('.StaExt')**, como toda la data de lectura y escritura (desde PowerFactory) cae en la categoría de mediciones externas, se ejecuta un filtro global que afecta solo a ese conjunto de variables, validando la información obtenida y estableciendo una lectura y escritura constante por cada variable definida, entregando una leyenda final con los datos enviados.

```

!INICIO flujo de potencia
if (CambioSc = 0) {
    Ldf:iopt_at = 0;
    Ldf.Execute();
}

!Obtengo todas la medidas que se escribiran en el OPC
MeaSet = AllRelevant('.StaExt');
Mea = MeaSet.First();
while(Mea) {
    Mea.InitTmp(); !ingreso datos de objetos de medición configurados en variables
    !OPC (solo OPC).
    Mea = MeaSet.Next();
}
!Se comunica el power factory y el opc server
nDataNum = Link.SendData(1); !Escribe datos de objetos de medición configurados en

if(nDataNum > 0)
{
    printf('Envio %d datos', nDataNum);
}
Sleep(100);
n += 1;
SetRescheduleFlag(1);
}

```

Figura 3.34: Definición y despeje de cortocircuitos.

### 3.5.2. Desarrollo de servidor local Matrikon OPC

La comunicación en tiempo real entre PowerFactory y Simulink Matlab, se lo estableció mediante el servidor Matrikon OPC Simulation, para lo cual se emplearon un conjunto de tags (etiquetas) que fueron colocadas para realizar la lectura y escritura de datos que interactúan en el sistema. Estos tags permiten transmitir voltajes, potencias, corrientes, así como los estados lógicos de las líneas, subestaciones y carga.

En el entorno del servidor Matrikon OPC Simulation, se creó el grupo de alias denominado “Espol”, dentro de este grupo se configuraron 16 tags que representan las variables del gemelo digital, las cuales se presentan en la Tabla 3.6

Tag OPC	Tipo de dato	Función
Espol_V_PtoInca	REAL	Medición de tensión en barra Puerto Inca
Espol_P_PtoInca	REAL	Medición de potencia activa en Puerto Inca
Espol_Load_PtoInca	BOOL	Estado de la carga Puerto Inca
Espol_I_PtoInca_California	REAL	Corriente hacia California
Espol_P_PtoInca_California	REAL	Potencia hacia California
Espol_Status_PtoInca_California	BOOL	Estado operativo de la Línea de subtransmision
Espol_Load_California	BOOL	Estado de la carga Puerto Inca
Espol_I_California_Naranjal	REAL	Corriente hacia Naranjal
Espol_P_California_Naranjal	REAL	Potencia hacia Naranjal
Espol_Status_California_Naranjal	BOOL	Estado operativo de la Línea de subtransmision
Espol_V_Naranjal	REAL	Medición de tensión en barra Naranjal
Espol_P_Naranjal	REAL	Medición de potencia activa en Naranjal
Espol_Load_Naranjal	BOOL	Estado de la carga Naranjal
Espol_I_Montero2_PtoInca	REAL	Corriente hacia Puerto Inca
Espol_P_Montero2_PtoInca	REAL	Potencia hacia Puerto Inca
Espol_Status_Montero2_PtoInca	BOOL	Estado operativo de la Línea de subtransmision

Cuadro 3.6: Tags OPC implementados en la comunicación en tiempo real.

En la Figura 3.35 se detalla la configuración que se implementó en Matrikon OPC Server for Simulation. Para ello se generó el grupo denominado Espol, dentro de este grupo se registraron los tags previamente detallados en la tabla 3.6, cada tag fue configurado en los siguientes campos:

- Idem Path: Para compatibilidad de lectura/escritura

- Data Type: Real4 para magnitudes y BOOLEAN para variables de estado
- R/W: Permisos para lectura y escritura permitiendo este campo la comunicación bidireccional del sistema.

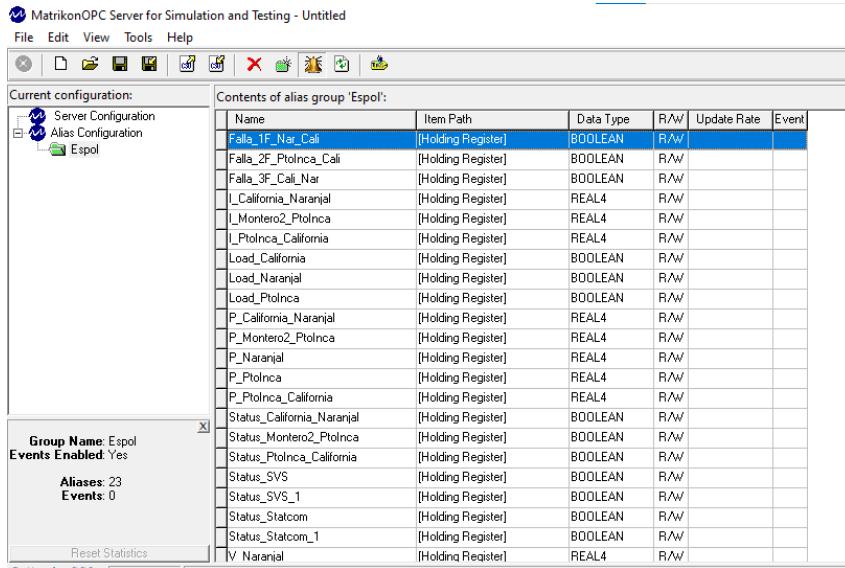


Figura 3.35: Tags implementados Matrikon OPC Server for Simulation

En la Figura 3.36, se puede apreciar la interfaz de Matrikon OPC Explorer en el proceso de vincular los tags. En donde, desde la carpeta Configured Aliases se procede a seleccionar los tags ingresados previamente en el grupo Espol. Esta etapa permite verificar que todos los tags previamente ingresados están disponibles para lectura/escritura.

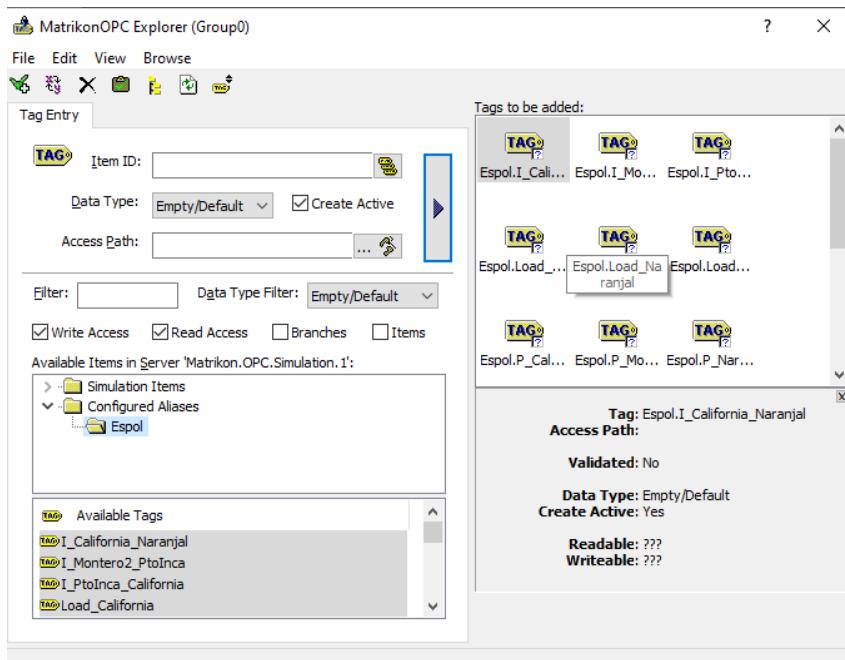


Figura 3.36: Interfaz Matrikon OPC Explorer.

Como último paso, se puede apreciar en la figura 3.37 el monitoreo en tiempo real en OPC EXPLORER mediante el grupo Group0 el cual está conectado al servidor de Matrikon, en donde se puede apreciar los tags creados junto su estado de conexión, permisos de acceso con sus valores. Este procedimiento permite validar que la comunicación bidireccional entre PowerFactory, Simulink y OPC está configurado

correctamente con el fin de que los tags puedan ser leídas y escritas en la interfaz SCADA del gemelo digital.

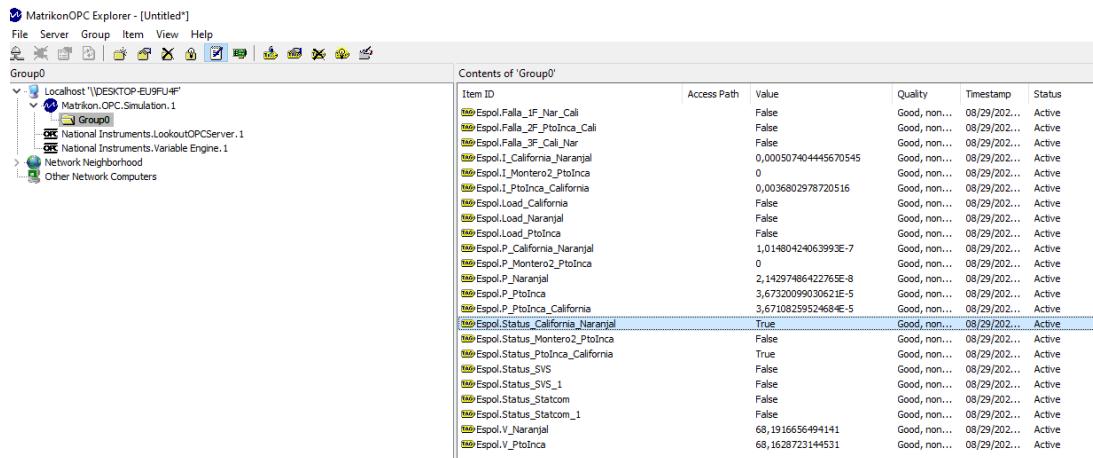


Figura 3.37: Monitoreo en Tiempo Real en OPC Explorer.

### 3.5.3. Comunicación Matrikon OPC – Simulink

Para poder desarrollar la comunicación bidireccional entre el gemelo digital y el entorno de visualización y control, se estableció una comunicación de intercambio de datos utilizando Makriton OPC Simulation Server como servidor y Simulink como entorno de visualización, por medio de la librería OPC Toolbox como cliente. Esta librería permite tanto la lectura como la escritura de datos como por ejemplo: leer voltajes, potencia, corriente y estatus de cada elemento que conforman el tramo de subtransmisión Puerto Inca – Naranjal y para la escritura de estados lógicos como lo son la apertura o cierre de líneas de subtransmisión, carga o la activación de eventos asegurando de esta manera la interacción bidireccional entre PowerFactory, Makriton y Simulink.

Este intercambio de datos permitió por medio de su configuración que Makriton actuara como enlace entre PowerFactory y Simulink, siendo estos dos últimos sus clientes. Los tags o variables que se crearon en Makriton, fueron registrados en Simulink para su lectura y escritura de valores eléctricos o estados lógicos que se actualizan de forma automática en todo el entorno permitiendo así la comunicación en tiempo real.

Como se puede apreciar en la Figura 3.38, las variables (*tags*) fueron organizadas por subestación, líneas de subtransmisión, cargas, eventos de falla y estados lógicos. Cada *tag* se nombró referenciando el elemento eléctrico que conforma el tramo Puerto Inca–Naranjal; por ejemplo, *Espol.V\_PtoInca*, que representa la medición de tensión en la barra de Puerto Inca; *Espol.Status\_PtoInca\_California*, correspondiente al estado operativo de la línea Puerto Inca–California; y *Espol.I\_California\_Naranjal*, asociada a la corriente medida en la línea California–Naranjal. Los valores como voltaje, corriente y potencia se definieron como tipo de dato **REAL** de 32 bits en el servidor, mientras que los estados operativos se identificaron como tipo **BOOL** para las cargas, eventos de falla y estados operativos de las líneas de subtransmisión.

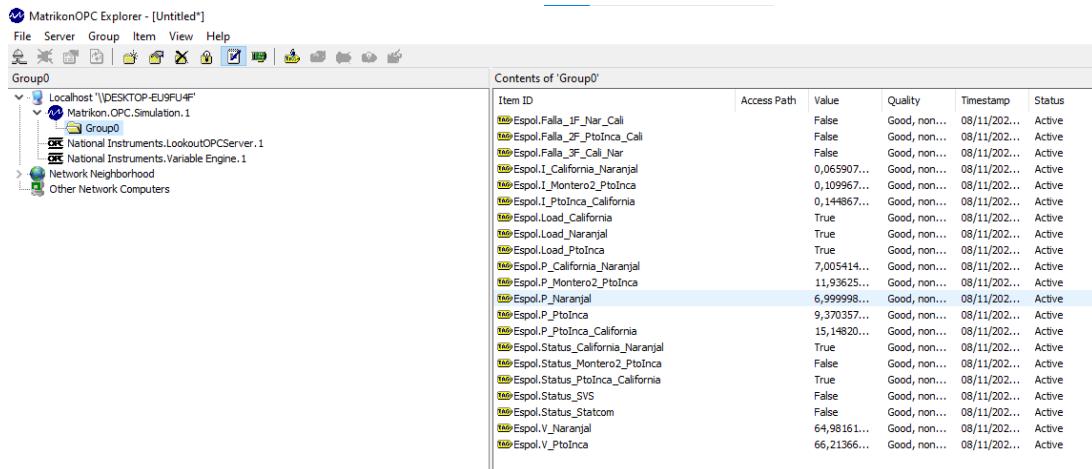


Figura 3.38: Conexión en tiempo real PowerFactory - Matrikon -Simulink.

El entorno visual y de control, fue desarrollado en Simulink y enlazado por medio de la conexión con el servidor Makriton mediante el bloque OPC Configuration. Después de haber verificado que el sistema estaba correctamente enlazado se implementaron bloques OPC Read/Write para cada señal a estudiar. En la figura 3.39, se puede apreciar el panel SCADA implementado donde se representó el tramo a estudiar (Puerto Inca – Naranjal) en donde se agregaron indicadores de estado, valores de tensión, corriente, potencia, junto con las imágenes representativas para cada elemento de la red: subestaciones, líneas de subtransmisión, carga, lo cual permite realizar la supervisión de forma visual de la red simulada.

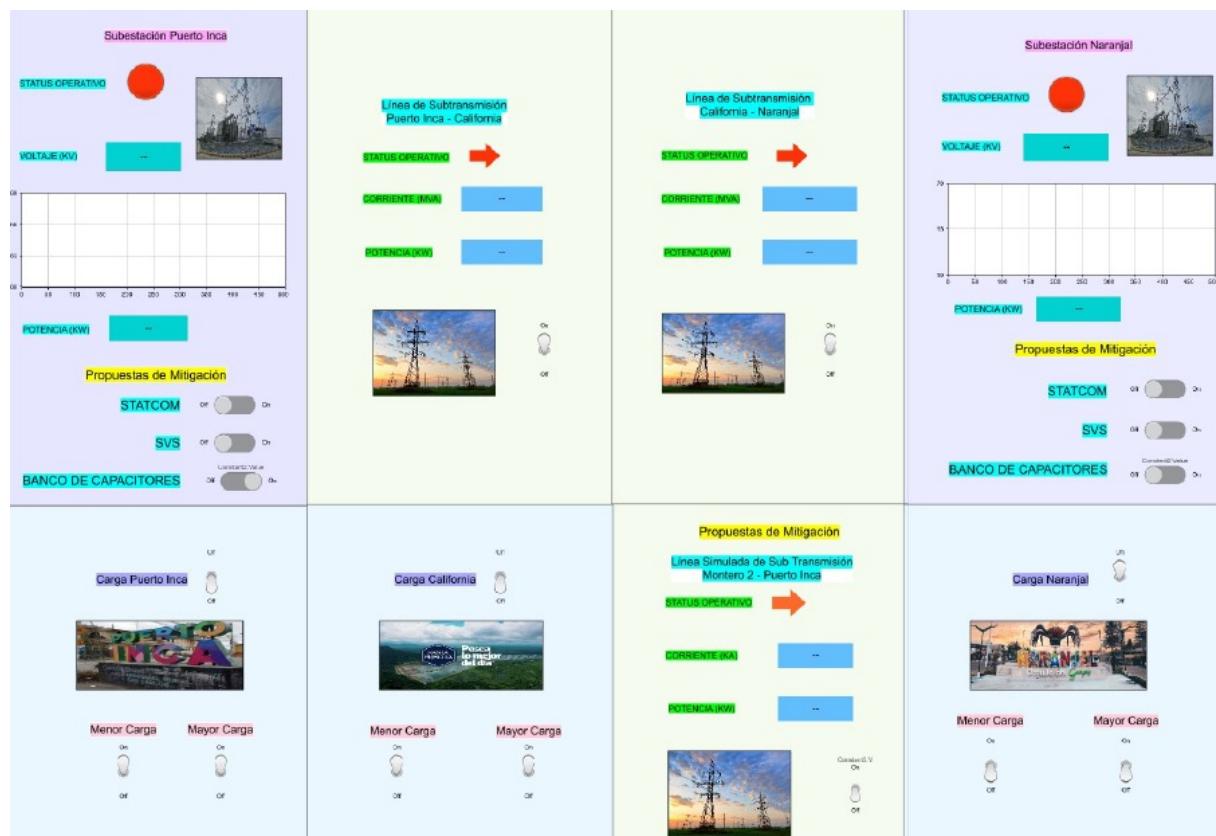


Figura 3.39: Panel de visualización y control del gemelo digital en Simulink.

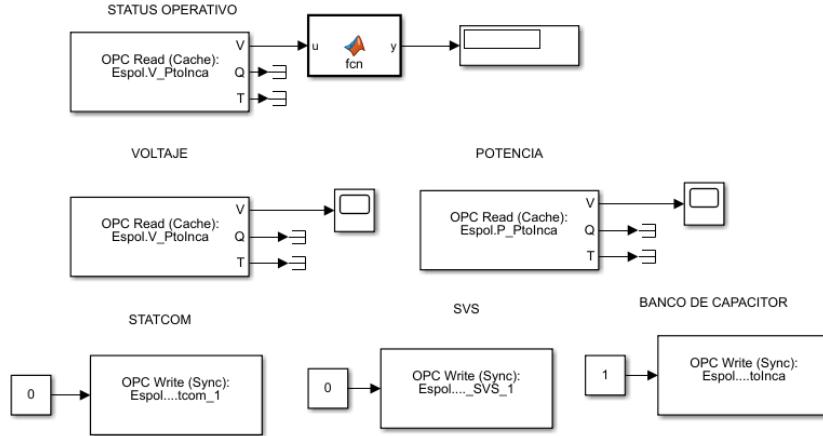


Figura 3.40: Esquema Interno Subestación Puerto Inca en Simulink.

En la figura 3.40, se puede apreciar las conexiones internas en Simulink de la Subestación Puerto Inca, donde para cada valor obtenido del gemelo digital como estado operativo, voltaje y potencia, fueron obtenidos por medio del bloque OPC Read vinculado a un tag específico en Matrikon. El estado operativo, se lo implementó por medio de una función procesado a través del bloque (Fcn) el cual lee el voltaje obtenido en la subestación y lo transforma a un valor lógico el cual lo envía a un indicador visual del panel, mientras que los valores de voltaje y potencia se muestran por medio de displays y dashboard que replican el comportamiento real de la subestación.

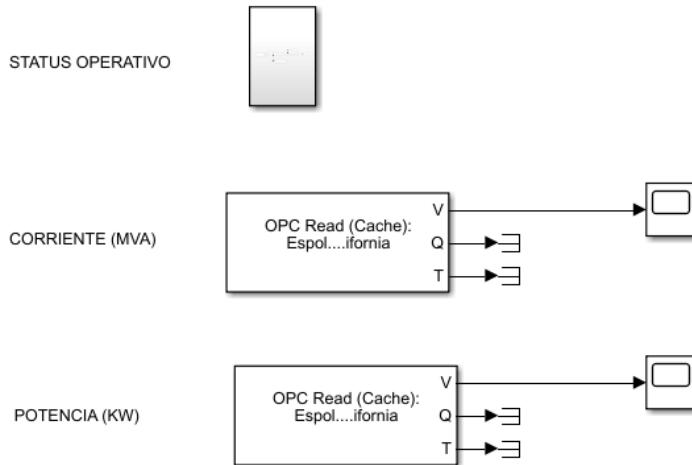


Figura 3.41: Esquema Interno Línea de subtransmisión Puerto Inca-California en Simulink

La conexión interna de la línea de subtransmisión Puerto Inca-California, se lo puede observar en la figura 3.41, en donde estado operativo se lo agrupó en un subsistema, para lo cual se implementó el bloque OPC Write el cual está asociado a los tags de control en Makriton, este bloque permite enviar comandos booleanos donde 1 es para línea abierta y 0 para línea cerrada, modificando automáticamente el estado en el gemelo digital en PowerFactory, mientras que las magnitudes de corriente y potencia se leen por medio de los bloques OPC Read y se lo presenta por medio de displays.

Para cada elemento que conforma el tramo de subtransmisión Puerto Inca-Naranjal, se integró una interfaz gráfica, de tal forma que el operador pueda observar y modificar el estado de un elemento desde el panel SCADA, este cambio se puede visualizar automáticamente desde el servidor OPC y en el gemelo digital en PowerFactory. Permitiendo así, que el sistema no solo actúe como un visor pasivo de datos, sino que permite la interacción en tiempo real con la red simulada.

## Capítulo 4

# RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1. Comportamiento del gemelo digital ante condiciones operativas normales

A partir de este capítulo se describen e ilustran los resultados asociados a todas las simulaciones descritas en párrafos anteriores, pese a que se ha plasmado parte del SNI (zona correspondiente a CNEL Milagro), el área de interés al momento de deliberar en los posibles resultados obtenidos es al trayecto de línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal.

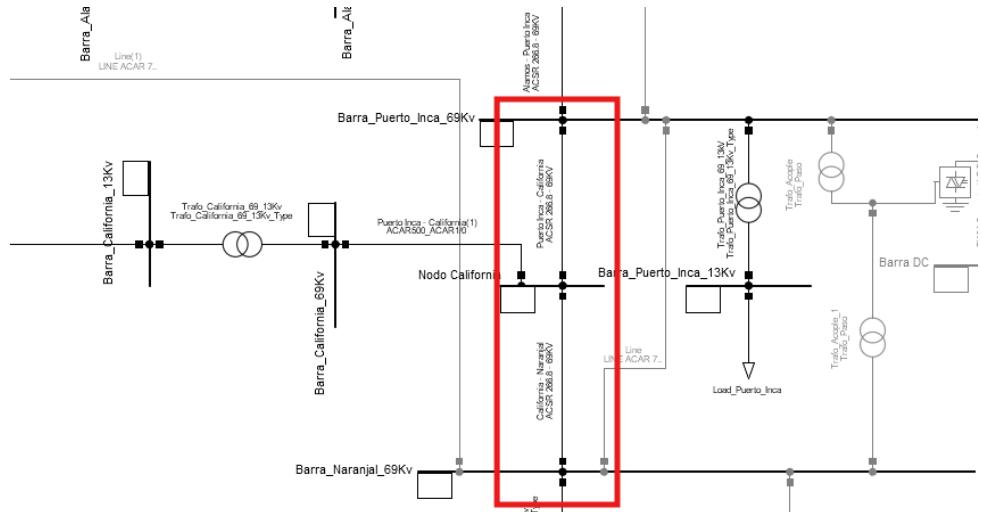


Figura 4.1: Línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal.

Las líneas que se pueden visualizar en la figura han sido ubicadas para realizar las diferentes simulaciones, es decir, no son propias del diagrama original del cual se basó el proyecto, son colocadas a manera de prueba para apreciar el comportamiento (nivel de voltaje en la zona) de la línea, adicionalmente se puede apreciar un nodo denominado **Nodo California**, este nodo físicamente se encuentra conectado entre Puerto Inca y Naranjal. Debido a su posición, se considera cierta participación al correr la simulaciones, y como esta, influye sobre el nivel de voltaje en la barra de Puerto Inca, por dar un ejemplo. Una vez que se ha dejado en claro que se delimita el alcance de estudio a esta línea de subtransmisión, se procede con la simulación de un flujo de potencia en condiciones normales, para poder visualizar el comportamiento actual del sistema sin la inclusión de algún diseño adicional.

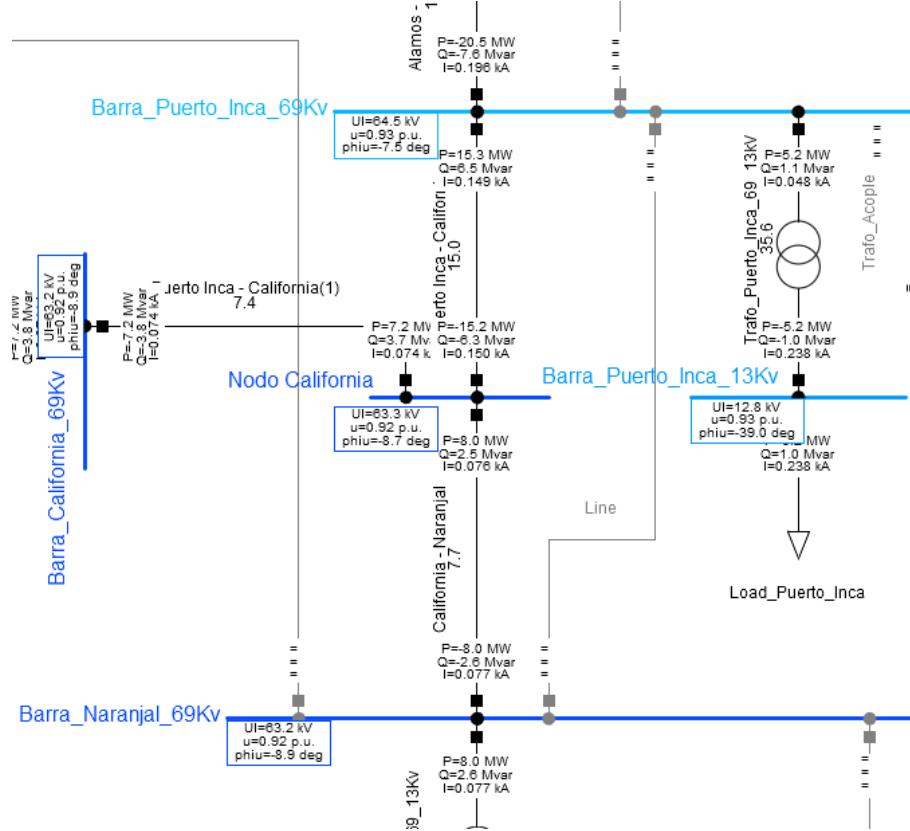


Figura 4.2: Flujo de potencia en línea de subtransmisión Puerto Inca - Naranjal.

Para la primera simulación que abarca solo el flujo de potencia inicial, se aprecian niveles de voltaje bajos, si se considera el umbral de operación en 69 kV o 1 p.u. al transformarlo en base, por ejemplo, en Puerto Inca existe un voltaje de 64.5 kV, aproximadamente unos 4 kV menos que el valor referencial, de igual manera en Naranjal se obtienen valores de voltaje cercanos a los 63 kV o 0.92 p.u., la normativa ARCONEL [33] indica que la franja de operatividad en un punto de conexión no debe exceder el 5 % tanto como el límite superior o inferior, siendo este 0.95 p.u. y 1.05 p.u, respectivamente. Con este premisa en mente, y considerando que el enfoque de trabajo es la línea de subtransmisión presentada, se procederá a considerar alternativas de mejora a tal nivel de voltaje, previo a que llegue a las redes de distribución. Pero como todo gemelo digital, donde se requiere replicar el actuar y/o comportamiento más cercano a la realidad, se debe validar la confiabilidad de la red, dicho en otras palabras, previo a empezar a definir los posibles comportamientos anómalos y propuestas de mitigación, se debe verificar el margen de error entre la red base (datos históricos) y lo expuesto en la simulación; según [34] [35] [36] los rangos máximos admisibles de error se aproximan del 3 % al 5 %, para que los resultados puedan ser considerados aceptables y elegibles para representar fielmente las condiciones de origen. Para complementar lo antes expuesto, se procederá a tomar como base comparativa los valores de voltaje entregados a través de la data histórica, de estos puntos (que son 3), se describirán los resultados obtenidos en cuanto a lo entregado en la hoja de datos, y el resultado que entrega la simulación, de estas 3 localidades se encuentran:

- **Milagro Sur - Trafo 3:** Para el primer ítem, se aprecia el voltaje en el lado de baja de la subestación Milagro Sur, más específicamente en el tercer transformador, se puede apreciar que el nivel de tensión en condiciones iniciales es de 13.64 kV, esto es considerando toda la información analizada en el Geoportal, y los 3 equivalentes de red del sistema.

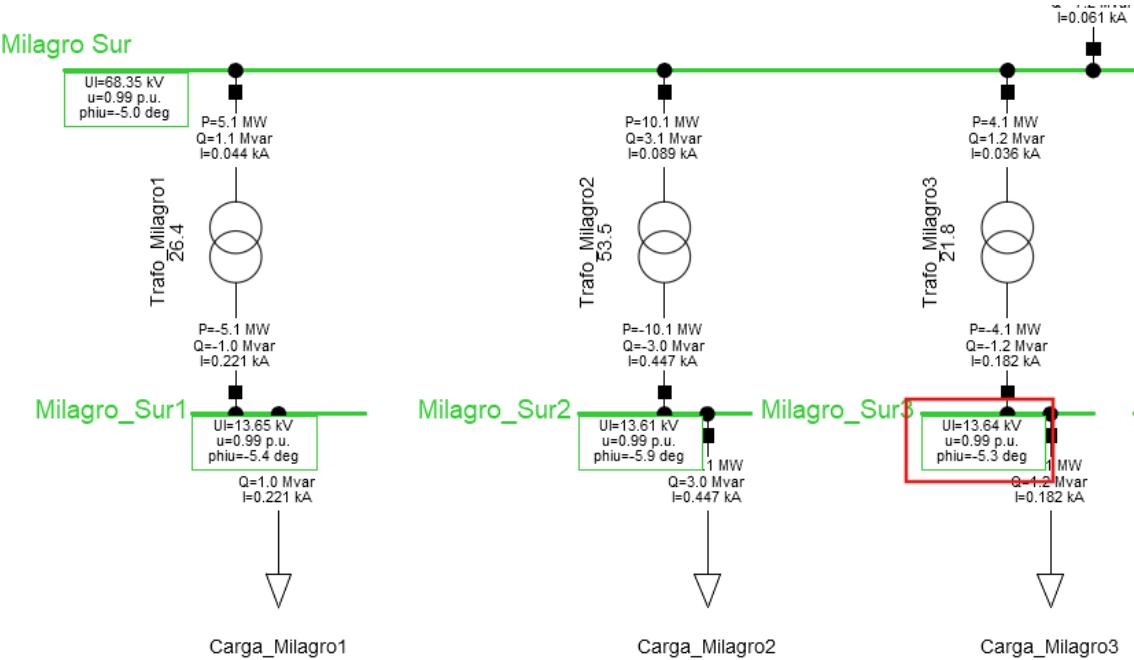


Figura 4.3: Nivel de voltaje en barra 13.8 kV Milagro Sur.

De la recopilación de datos obtenidas por CNEL EP, y en base a lo descrito en el capítulo de metodología, se procede a extraer los valores promedios por cada uno de los voltajes de fase (se obtienen los voltajes promedios línea a línea), acto seguido se calcula el margen de desviación de voltaje para cada uno de tales valores, obteniendo para cada uno porcentajes aceptables. Se realiza este proceso adicional para determinar que es elegible para considerarse como balanceado. A continuación, como se asume que el sistema está balanceado por presentar un porcentaje adecuado, se calcula el voltaje promedio entre las 3 fases, para finalmente determinar el margen de error entre el voltaje obtenido en simulación y aquel que se presenta en la hoja de cálculos, de manera que se puede observar que el margen de error no supera el 0.5 %, por consiguiente, para esta primera etapa, se considera un modelo adecuado.

E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
I <sub>a</sub>	I <sub>b</sub>	I <sub>c</sub>	V <sub>ll ab</sub>	V <sub>ll bc</sub>	V <sub>ll ca</sub>	Freq			V <sub>ll ab prom</sub>	V <sub>ll bc prom</sub>	V <sub>ll ca prom</sub>		
233.784	127.365	244.733	13441.3	13593.7	13571.4	59.941			13513.05616	13657.42826	13634.64394		
226.141	124.5	238.338	13372.7	13517.3	13509	59.983							
221.339	120.126	230.472	13468.2	13609.7	13602.8	60.008							
217.046	117.419	224.287	13598.6	13733	13720.2	59.9961							
210.744	114.521	220.566	13603.1	13746.9	13723.4	59.9796							
206.506	113.624	213.014	13568.2	13684	13667.8	60.008							
205.967	116.403	215.914	13647.6	13781.2	13758.2	60.0138							
198.164	109.907	204.632	13635.7	13770.7	13748.7	59.9935							
195.676	105.5	197.272	13554.4	13692.2	13676.6	60.0583							
193.475	107.403	197.033	13506.5	13654.5	13634.6	60.0128							
189.826	102.31	195.678	13457.1	13626.8	13585.8	59.9636							
191.889	109.874	198.397	13609.4	13697	13655.1	59.9859							
183.386	98.3426	184.935	13552.4	13691	13680.3	60.001							
												V <sub>ll promedio</sub>	Error Digsilent V <sub>ll</sub>
												13601.70945	Error/100
													Error (%)
												-38.29055026	0.282%

Figura 4.4: Cálculo de margen de error barra de 13.8 kV Milagro Sur - Trafo 3.

- **Montero - Trafo 2:** A continuación, se realiza una comparativa aguas abajo con respecto al voltaje en baja tensión de la barra Montero (asociado al segundo transformador), el procedimiento se replica para este caso, con la diferencia de que al nivel de tensión promedio se le multiplica por raíz de 3 al ser tratado como linea a neutro. Se puede apreciar que el margen de error no supera el 1 %, afirmando el sustento digital de la simulación.

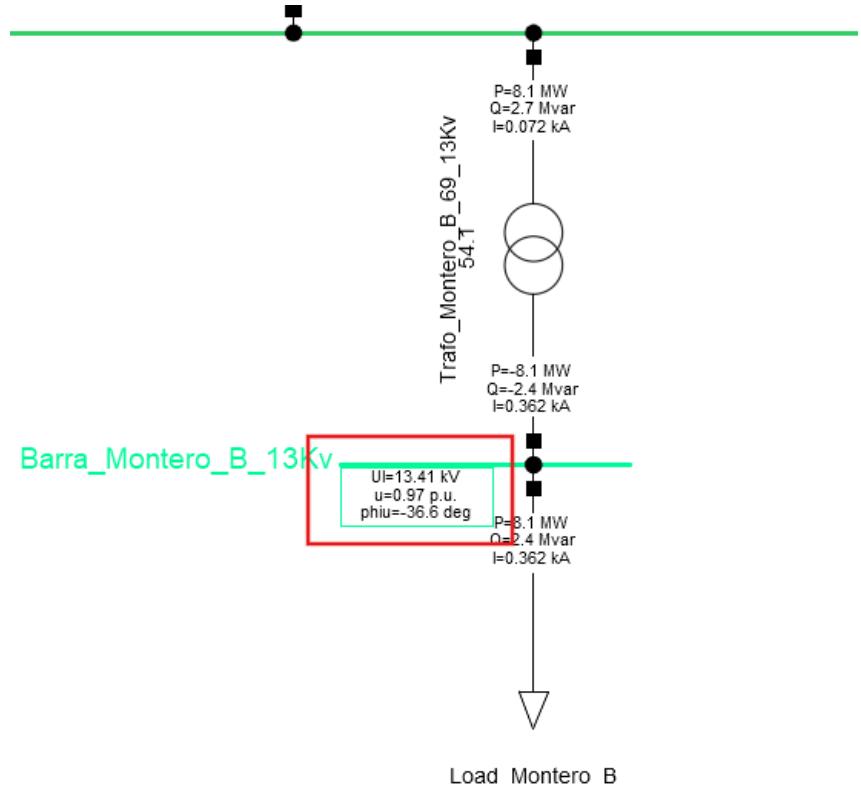


Figura 4.5: Nivel de voltaje en barra 13.8 kV Montero - Trafo 2.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	C
Date/Time	kWh del inWArh del irkWh rec in	I1	I2	I3	Vln 1	Vln 2	Vln 3	Vln avg					Vin promedio	Vil promedio		
1/5/2025 0:00	2173.65	710.913	0	375.43	392.397	406.351	7749.7	7790.93	7768.8	7769.81			7799.358031	13508.88438		
1/5/2025 0:15	2146.52	703.83	0	375.868	389.075	403.355	7712.19	7749.42	7732.96	7731.53						
1/5/2025 0:30	2130.26	708.086	0	373.815	392.142	404.451	7729.63	7770.43	7752.16	7750.74						
1/5/2025 0:45	2132.81	730.62	0	371.744	389.929	399.084	7801.89	7842.55	7819.75	7821.4						
1/5/2025 1:00	2120.58	734.691	0	368.31	384.273	394.117	7817.82	7856.91	7831.32	7835.35						
1/5/2025 1:15	2111.83	733.786	0	367.383	381.21	391.262	7719.33	7752.05	7732.33	7734.57						
1/5/2025 1:30	2075.96	728.987	0	365.737	381.035	392.013	7806.7	7843.76	7818.15	7822.87						
1/5/2025 1:45	2074.49	732.087	0	363.981	376.876	390.342	7793.92	7831.99	7804.47	7810.13						
1/5/2025 2:00	2041.28	768.746	0	350.863	363.583	331.848	7897.7	7964.41	7941.35	7934.5						
1/5/2025 2:15	1918	739.555	0	344.163	357.194	326.344	7866.1	7937.04	7914.64	7905.96						
1/5/2025 2:30	1903.61	739.162	0	340.616	350.996	322.101	7860.37	7928.7	7906.59	7898.55						
1/5/2025 2:45	1862.23	725.463	0	336.737	343.148	319.576	7910.5	7964.35	7932.06	7935.64						
1/5/2025 3:00	1854.66	726.565	0	336.252	349.094	322.251	7883.61	7953.24	7926.75	7921.2						
1/5/2025 3:15	1156.02	416.869	0	184.085	197.389	205.671	8091.81	8189.94	8094.03	8125.26						
												Error Digsilent VII	Error/100	Error (%)		
												98.88437526	-0.007319951	0.732%		

Figura 4.6: Cálculo de margen de error barra de 13.8 kV Montero - Trafo 2.

- **S/E Naranjal Barra 69 kV:** Como último punto de interés se tiene la barra de 69 kV asociada a Naranjal. Como se ha podido observar en los casos anteriores, a medida que el análisis del sistema va acercándose aguas abajo a Naranjal, existe un incremento del porcentaje de error, y este análisis no es la diferencia. El procedimiento emula lo descrito para el primer punto, donde se obtiene un porcentaje de 1.79 %, el cual es mayor al 1%, pero sigue estando dentro del rango experimental, por consiguiente se puede esperar resultados confiables del gemelo digital.

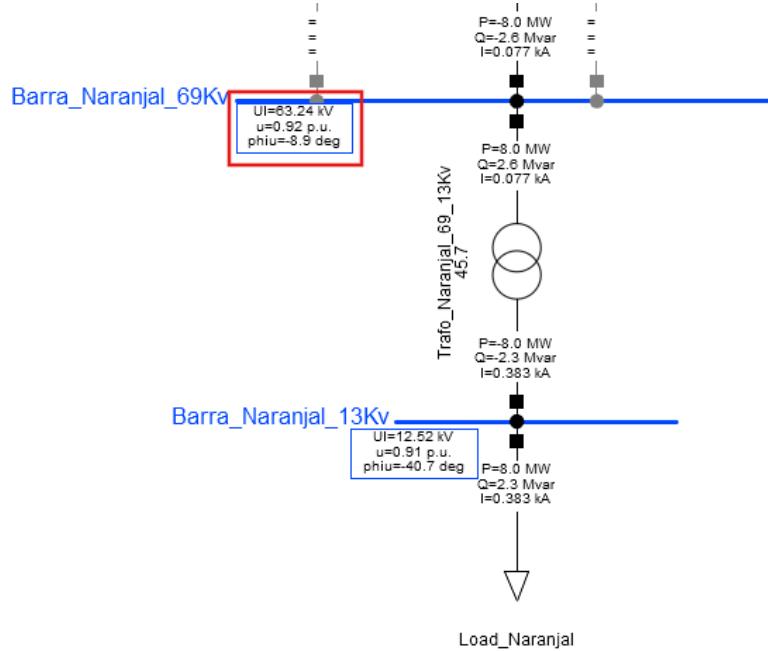


Figura 4.7: Nivel de voltaje en la S/E Naranjal 69 kV.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Date/Time	kWh del int	kVARh del int	h rec	Vll ab	Vll bc	Vll ca		Vllab prom	Vllbc prom	Vllca prom		
1/5/2025 0:00	2023.403076	529.691345	0	58682.395	58920.199	59174.332		61743.57671	62215.66038	62293.68448		
1/5/2025 0:15	1904.011597	474.320618	0	58567.914	58842.234	59088.895						
1/5/2025 0:30	1850.50061	459.513153	0	59158.91	59464.684	59654.695						
1/5/2025 0:45	1824.157959	466.832062	0	59692.66	59965.477	60252.27						
1/5/2025 1:00	1789.298706	465.118652	0	59609.922	59892.739	60223.082						
1/5/2025 1:15	1764.636963	467.03952	0	59622.707	59950.055	60243.32						
1/5/2025 1:30	1740.170044	466.953918	0	60054.723	60413.117	60743.305						
1/5/2025 1:45	1728.405151	468.793486	0	60014.21875	60433.328	60662.129						
1/5/2025 2:00	1703.198486	466.949463	0	59683.137	60025.84	60328.328						
1/5/2025 2:15	1685.444214	467.964478	0	59490.78125	59797.852	60112.332						
1/5/2025 2:30	1682.242554	470.831299	0	59860.336	60168.098	60459.816						
1/5/2025 2:45	1671.900391	473.61319	0	60355.402	60599.395	61009.332		VLL PROMEDIO				
1/5/2025 3:00	1658.001465	468.940308	0	60221.215	60556.098	60867.59		62084.30719	Error DifigilentVll	Error/100	Error (%)	
1/5/2025 3:15	1640.951782	473.721497	0	60692.973	60969.328	61380.652			-1115.692813	-0.01797061	1.797%	

Figura 4.8: Cálculo de margen de error barra 69 kV Naranjal.

A continuación, se presenta la tabla 4.1 la cual describe el porcentaje de error entre los 3 puntos de interés seleccionados:

Porcentaje de error entre históricos y gemelo digital	
Elemento	Porcentaje
Milagro Trafo 3 - BT 13.8 kV	0.282 %
Montero Trafo 2 - BT 13.8 kV	0.732 %
Naranjal Barra 69 kV	1.797 %

Cuadro 4.1: Porcentaje de error entre históricos y gemelo digital.

El porcentaje de error que entrega la comparativa de la barra Naranjal entre los datos obtenidos con los resultados obtenidos del gemelo digital en DigSILENT PowerFactory puede deberse a diferentes factores que se han considerado dentro del análisis tales como: asunción de cargas, voltajes balanceados, equivalentes de red (Cortocircuitos trifásicos y monofásicos) y el tap de los transformadores asociados en tres. Sin embargo, con estas consideraciones el voltaje reflejado contempla un porcentaje respetable [34] [36] para los análisis posteriores.

## 4.2. Análisis de fallas eléctricas en el sistema

### 4.2.1. Comportamiento del gemelo digital con fallas simuladas

En esta sección se estudia el impacto de 3 escenarios en la línea de subtransmisión Puerto Inca – Naranjal, en donde se contempló el lugar de la falla, el tipo de falla y su duración. En las figura 4.9 y

figura 4.10, se pueden apreciar los valores en condiciones normales antes de que ocurra cualquier tipo de falla, en donde se observa que, en la barra de Puerto Inca se tiene un valor de 64.5 kV y 0.93 p.u. con un ángulo de fase de  $-7,5^\circ$ . Cercano a la barra Puerto Inca su potencia activa es de 15.3 MW y su potencia reactiva es de 6.5 MVAR y su corriente es de 0.149 kA. Se puede contemplar que, a lo largo del tramo Puerto Inca – Naranjal, existe una disminución de potencia activa/reactiva en el nodo de interconexión con la subestación de California llegando a ser la potencia activa de 8.0 MW, potencia reactiva de 2.5 MVAR y corriente de 0.076 kA. Al final del tramo en la barra de Naranjal se tiene un voltaje nominal de 63.2 kV, 0.92 p.u. y un ángulo de fase  $-8,9^\circ$ .

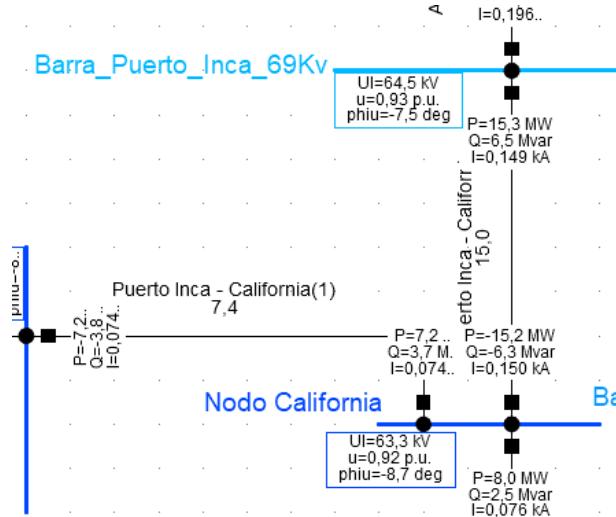


Figura 4.9: Valores de Flujo de Carga en Puerto Inca.

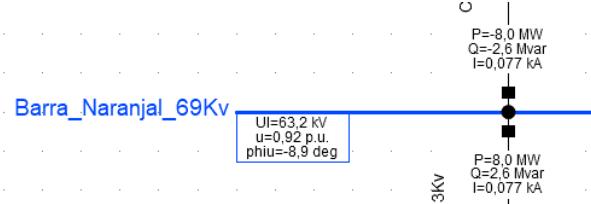


Figura 4.10: Valores de Flujo de Carga en Naranjal.

Para analizar cómo se comporta el Gemelo Digital se analizaron 3 escenarios de fallas en el tramo de estudio Puerto Inca - Naranjal.

- El primer escenario, es una falla trifásica ubicada en el centro del tramo Puerto Inca – California, con un tiempo de duración de dos segundos. En la figura 4.11, las tres fases entran en corto y las corrientes alcanzan valores de 2.6 a 2.7 kA, con un desfase de  $120^\circ$  entre cada una de ellas, provocando que esta falla sea considerada como la más severa y simétrica que puede ocurrir en el sistema.

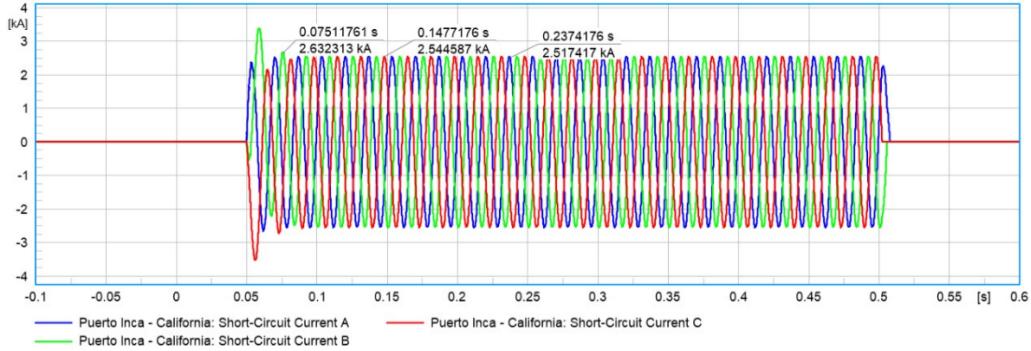


Figura 4.11: Comportamiento de una falla trifásica.

- El segundo escenario, es una falla bifásica ubicada al inicio del tramo Puerto Inca – California, cercano a la barra Puerto Inca, con un tiempo de duración de dos segundos. En este escenario, solo dos fases entran en corto y sus corrientes aumentan a 2.7 kA, la tercera fase que no entra en corto permanece sin corriente provocando un sistema desbalanceado, tal como se puede apreciar en la figura 4.12.

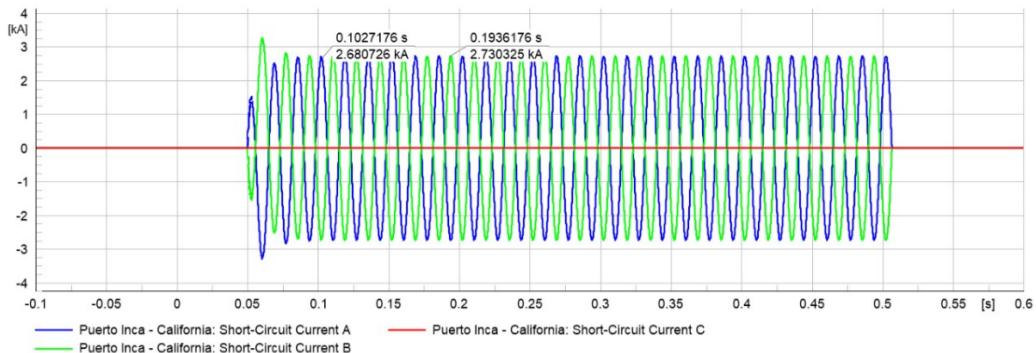


Figura 4.12: Comportamiento de una falla bifásica.

- El tercer escenario, es una falla monofásica a tierra ubicado al final del tramo California – Naranjal, cercano a la barra Naranjal, con un tiempo de duración de dos segundos. En este escenario, se simula una falla monofásica, ya que es la más común en los sistemas eléctricos en donde, solo una fase entra en corto y su corriente es menor a 1.2 kA tal como se puede apreciar en la figura 4.13. Sin embargo, el desbalance y la posibilidad de que esta falla se prolongue en el tiempo la convierte en una falla crítica.

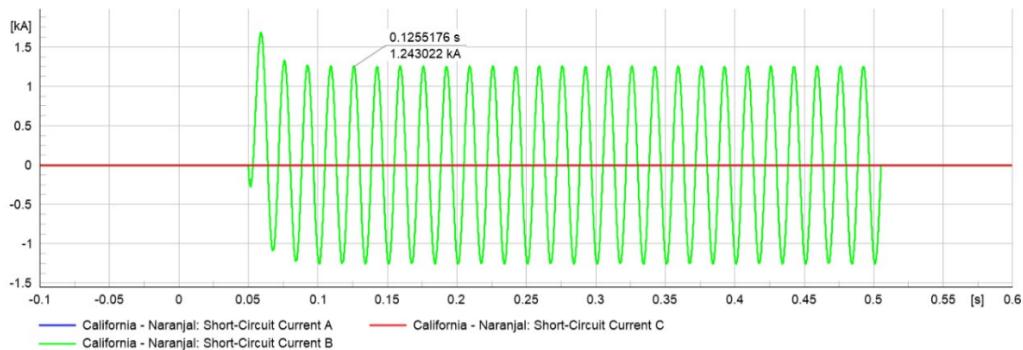


Figura 4.13: Comportamiento de una falla monofásica.

Se puede apreciar que el gemelo digital actúa correctamente, ya que se evidencia la drástica caída de tensión producida en la barra en donde ocurre la falla evidenciándose a su vez, el incremento abismal de

la corriente en las fases involucradas de la falla. La severidad de daño depende del tipo de falla producido, siendo la trifásica la más severa poniendo a prueba el diseño de las protecciones utilizados en el sistema, sin embargo, debido a su reincidencia la falla monofásica es la más crítica.

#### 4.2.2. Análisis de fallas históricas en el sistema eléctrico

A continuación, se presentan la cantidad de eventos de cortos veces reportadas durante los años 2021 y 2022 por CNEL EP UN Milagro.

Tipo de falla	Año 2021	Año 2022	Características
Falla Monofásica	12	15	Corrientes ~1.2 kA
Falla Bifásica	5	6	Corrientes ~2.7 kA
Falla Trifásica	2	1	Corrientes ~2.6–2.7 kA

Cuadro 4.2: Comparación de número de cortos registradas en los años 2021 y 2022 en la línea Puerto Inca – Naranjal.

De la base de datos obtenida por CNEL EP UN Milagro, se puede apreciar en la tabla 4.2, que en el año 2021 se presentaron 12 fallas monofásicas, 5 fallas bifásicas y 2 fallas trifásicas mientras que en el año 2022 hubo un ligero aumento en las veces reportadas por fallas monofásicas siendo un total de 15, se presentaron también 6 fallas bifásicas y 1 falla trifásica. Estos datos muestran una tendencia en donde la falla monofásica es la más recurrente en el sistema, esto se debe a descargas atmosféricas, contactos accidentales o un deterioro en los equipos de aislamiento. Las fallas bifásicas, aunque su presencia es menor que en las fallas monofásicas, también presentan un problema, ya que provocan un desbalance en el sistema. Y finalmente, se tienen las fallas trifásicas, las cuales son un problema severo en el sistema eléctrico sin embargo, la cantidad de veces reportadas es mínima a comparación de las fallas monofásicas y bifásicas.

Se puede concluir que registros obtenidos por CNEL EP UN Milagro de los años 2021 y 2022, no representan un problema significativo en la red, sino que responden a un comportamiento típico vinculado a estos tipos de sistemas eléctricos. Por lo que, el siguiente capítulo abarcará soluciones en donde se permita nivelar la tensión nominal en el sistema.

#### 4.3. Propuestas de mitigación basadas en las simulaciones

En este proyecto, se desarrolla un total de 7 escenarios de simulación para poder analizar, evaluar y comparar el comportamiento del gemelo digital ante diversas situaciones. Estos escenarios se muestran en la tabla 4.3

Nº ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
1	Implementación de una línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca
2	Incorporación de dispositivos FACTS (STATCOM/SVS) en subestaciones Puerto Inca/Naranjal
3	Adición de un banco de capacitores en las subestaciones Puerto Inca/Naranjal
4	Ánálisis del comportamiento del gemelo digital con adición/disminución de carga en el tramo Puerto Inca - Naranjal
5	Ánálisis del comportamiento del gemelo digital con retiro de línea de subtransmisión en el tramo Puerto Inca - Naranjal
6	Ajuste de taps en los transformadores de Puerto Inca y Naranjal para análisis del comportamiento del gemelo digital
7	Incorporación de una granja fotovoltaica al sistema

Cuadro 4.3: Escenarios propuestos para el análisis del gemelo digital.

La evaluación de estos escenarios, brinda la capacidad de proponer y evaluar medidas de mitigación para mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema en el tramo Puerto Inca - Naranjal.

#### 4.3.1. Implementación de una línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca

Actualmente, existe solo una línea de subtransmisión entre Puerto Inca y Montero 2, lo que presenta limitaciones para el flujo de potencia siendo este insuficiente para satisfacer la demanda del sector la cual está compuesta por empresas privadas, camaroneras y la demanda de la población. En la figura 4.14, se puede apreciar el flujo de carga del sistema en donde se puede apreciar que el voltaje en Puerto Inca es de 64.5 kV con una potencia de 15.3 MW mientras que, en la barra de Naranjal se puede observar un voltaje de 63.2 kV con una potencia de 8 MW, lo cual indica que el sistema opera muy por debajo de la tensión nominal de 69 kV. En la figura 4.15, se puede apreciar el tag creado para esta línea simulada en Matrikon Espol.Status\_Montero2\_PtoInca la cual muestra un valor “false” indicando en efecto que la línea se encuentra desconectada.

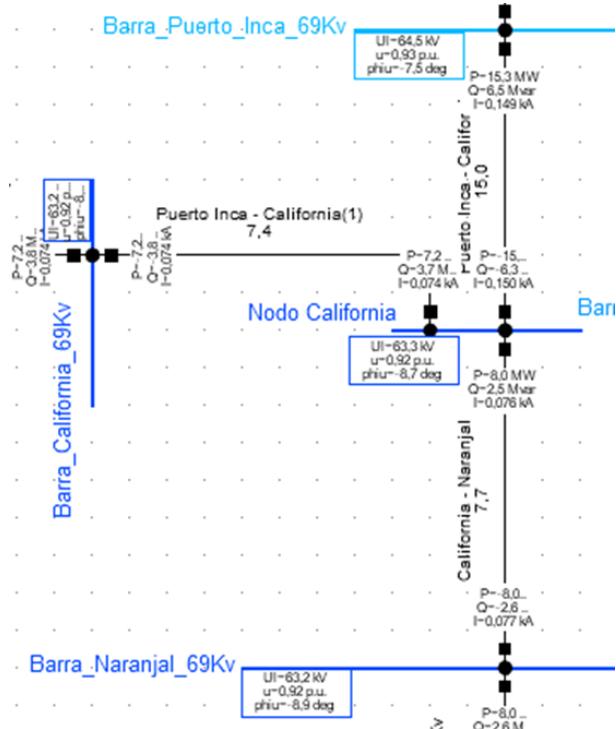


Figura 4.14: Flujo de potencia Puerto Inca - Naranjal.

MatrikonOPC Explorer - [Untitled\*]

File Server Group Item View Help

Group0

Contents of 'Group0'

Item ID	Access Path	Value	Quality
Espol.Falla_1F_Nar_Cali		False	Good,
Espol.Falla_2F_PtoInca_Cali		False	Good,
Espol.Falla_3F_Cali_Nar		False	Good,
Espol.I_California_Naranjal		0.076412...	Good,
Espol.I_Montero2_PtoInca		0	Good,
Espol.I_PtoInca_California		0.148741...	Good,
Espol.Load_California		True	Good,
Espol.Load_Naranjal		True	Good,
Espol.Load_PtoInca		True	Good,
Espol.P_California_Naranjal		7.987259...	Good,
Espol.P_Montero2_PtoInca		0	Good,
Espol.P_Naranjal		7.979984...	Good,
Espol.P_PtoInca		20.50711...	Good,
Espol.P_PtoInca_California		15.29912...	Good,
Espol.Status_California_Naranjal		True	Good,
Espol.Status_Montero2_PtoInca		False	Good,
Espol.Status_PtoInca_California		True	Good,
Espol.Status_SVS		False	Good,
Espol.Status_SVS_1		False	Good,
Espol.Status_Statcom		False	Good,
Espol.Status_Statcom_1		False	Good,
Espol.V_Naranjal		63.24100...	Good,
Espol.V_PtoInca		64.48094...	Good,

Figura 4.15: Valores reflejados en el servidor Matrikon.

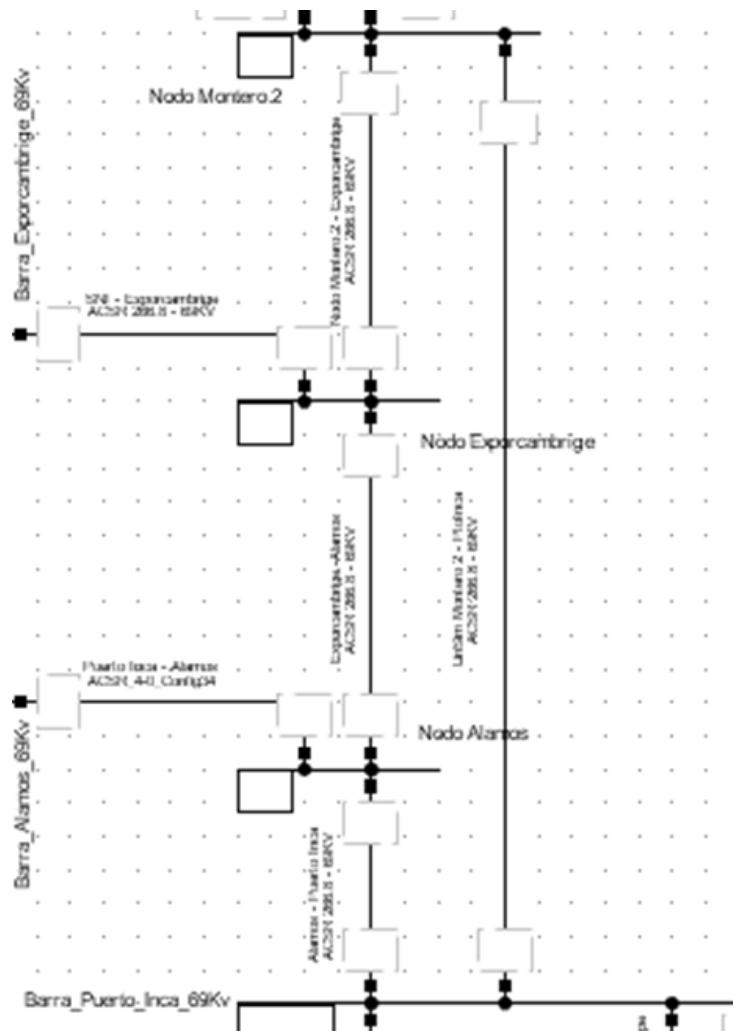


Figura 4.16: Ubicación de la nueva línea de transmisión Montero 2 - Puerto Inca.

Para contrarrestar este problema, se propone la implementación de una línea de subtransmisión paralela a la línea de subtransmisión ya existente, el punto de inicio de esta nueva línea es Montero 2 y finaliza en la subestación Puerto Inca, tal como se aprecia en la figura 4.16. Esta nueva línea de subtransmisión, tiene una longitud de 37 km y es de un conductor ACSR 266.8, creando de esta manera un sistema eléctrico redundante y más robusto. Desde la simulación del SCADA como se presentó en la figura 3.39, se puede visualizar cómo la integración de este elemento al sistema eléctrico mejora el nivel de voltaje, siendo así que para Puerto Inca el voltaje actual es de 66.327 kV con una potencia de 9.211 kW, mientras que en Naranjal el voltaje aumenta a 65.129 kV con una potencia de 7.979 kW, tal como se puede apreciar en la figura 4.17



Figura 4.17: Integración la línea simulada con mejora de voltaje en Naranjal.

En la figura 4.18, se puede apreciar los valores actualizados en Matrikon al integrar la línea simulada.

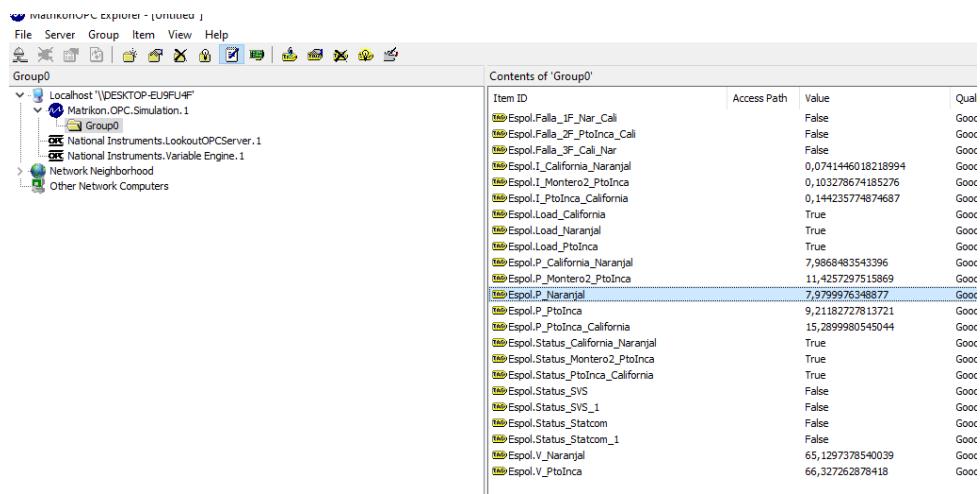


Figura 4.18: Valores reflejados en el Servidor Matrikon.

La implementación de esta línea paralela satisface la novedad de aumentar el nivel de tensión del sistema eléctrico en el punto de interés (aún encontrándose por debajo de la franja de operación de tensión), proporcionando a su vez, redundancia en el sistema asegurando que cuando una línea esté fuera

de servicio por falla o mantenimiento, la otra puede continuar funcionando manteniendo así el suministro de energía en el sector.

#### 4.3.2. Incorporación de dispositivos FACTS (STATCOM/SVS) en Puerto Inca y Naranjal

##### Alternativa STATCOM y SVS en S/E Puerto Inca

Posterior a presentar la alternativa de implementación de una Línea de Subtransmisión paralela, se describe otra alternativa asociada al estado operativo de tal línea. A diferencia de los eventos de fallas que fueron limitados, proponer estrategias alrededor de eventos aleatorios y con poca frecuencia no es una alternativa viable para el proyecto. Es por ello, que el modelo base es el comportamiento en condiciones normales de las líneas de subtransmisión y barras 69 kV (Puerto Inca - Naranjal), en donde se acoplarán alternativas que permitan identificar y/o mejorar el nivel de tensión del sistema.

**Compensador sincrónico estático (STATCOM) en S/E Puerto Inca** Realizada la explicación previa, se define primero el elemento que nos permitirá atacar esta problemática encontrada, siendo esta el STATCOM (Compensador sincrónico estático), dentro de la librería de PowerFactory no existe como tal este ítem, pero se puede replicar su comportamiento implementando los respectivos equipos y elementos, siendo estos: transformador reductor de acoplamiento, convertidor de fuente de voltaje, barra DC y la fuente DC (que en este caso son los capacitores).

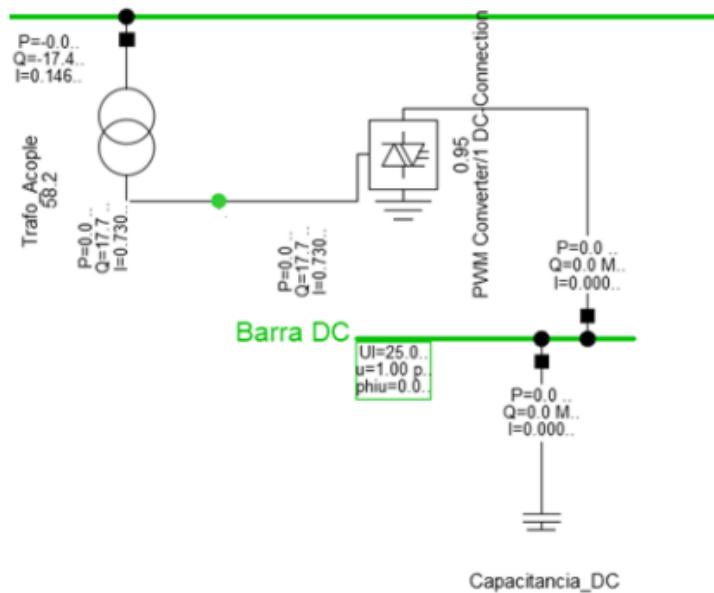


Figura 4.19: Implementación del STATCOM en la red, S/E Puerto Inca.

Una vez implementado todo el esquema de STATCOM, se procede a definir los parámetros internos de cada elemento, iniciando por el transformador de acople, este es de 69 kV/13.8 kV, la lado de baja tensión está conectado a un nodo común (este nodo será muy importante al momento de simular el STATCOM para cada barra de interés), este nodo a su vez se conecta con el VSC (convertidor), este a su vez posee una barra DC, la cual aloja el banco de capacitores, el banco de capacitores posee 2 steps a 20 MVAR cada uno a un nivel de tensión de 25 kVDC, dicha barra DC está asociada al mismo voltaje. Finalmente se analiza el conversor, para ello se especifican parámetros base como tensión de trabajo en AC y DC, así como la capacidad del equipo (para este trabajo se ha colocado 20 MVA), en el apartado de flujo de carga se deben definir parámetros adicionales, uno de ellos, y el más importante el modo de control, aquí uno puede escoger entre control VDC o VAC - ángulo de fase, P - VAC o Q (Reactivos), entre otros, el control deseado para el trabajo es VDC - VAC, y la razón de escogerlo es debido a los

setpoints o valores de seteo que permiten definir valores base de muestreo, y como se requiere que el nivel de tensión mejore entre Puerto Inca - Naranjal, se establece un nivel de tensión base de 1.012 p.u. (valor calibrado empíricamente mediante simulaciones) relacionado a un nodo de control, siendo este caso en el nodo denominado PASO (nodo en baja tensión del transformador de acople); para el caso del setpoint y nodo en DC se deja el valor default 1 p.u. y la barra DC respectivamente.

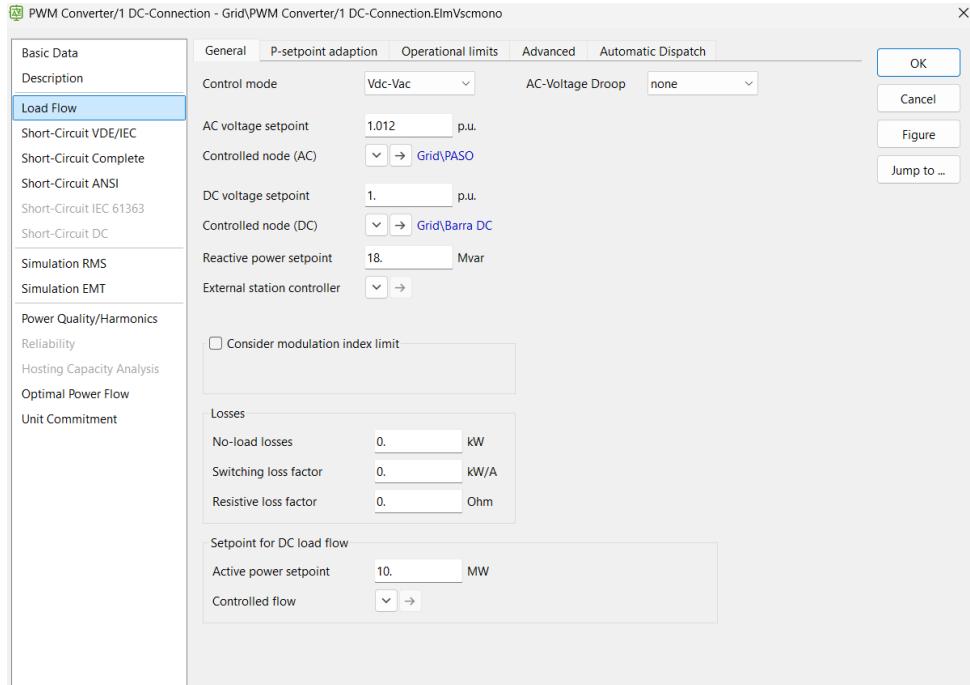


Figura 4.20: Parámetros de Flujo de carga para STATCOM.

Pero falta abordar un tema adicional, el convertidor por si solo no actúa o hace las veces de regulador de tensión, requiere de su componente raíz, siendo este el modelo (o modelo compuesto como se conoce en PowerFactory), dentro del mismo se pueden encontrar 6 ítems que deben satisfacerse para que el convertidor pueda asociar correctamente el modelo de trabajo, estos son:

- **Converter:** Como su nombre lo indica, en esta línea se debe agregar el convertidor actual con el que se esté trabajando, siendo este el VSC.
- **VDC/VAC Controller:** De igual manera como el modelo compuesto del STATCOM debía ser asociado al propio controlador y sus mediciones, el controlador (o mejor dicho, la representación física del diagrama de bloques) también posee parámetros que deben ser colocados para obtener la mejor respuesta ante cambios o variaciones no deseadas en la red. El primer parámetro es el **K<sub>p</sub>**, el cual es la ganancia de control referente a la Potencia activa, define la respuesta inmediata ante la presencia de variaciones en kW (a menor numero más lenta la respuesta y menos sensible y viceversa), **T<sub>p</sub>** es el susodicho tiempo de reacción ante la variación presentada. **k<sub>V</sub>** y **T<sub>v</sub>** hacen referencia al control de ganancia de la Tensión, es decir, define la severidad de la variación de tensión en el punto de interés (a mayores valores, se encargará de absorber o inyectar más reactivos), y subsecuentemente el tiempo de respuesta ante esta regulación es **T<sub>v</sub>**.  
El **droop** es la función rampa, la cual está asociada al descenso controlado del nivel de tensión (parámetro default para este trabajo); **Trdc** y **Trac** son constantes de tiempo asociadas a las corrientes de eje directo y cuadratura, y por último **i\_min** e **i\_max**, son los valores mínimos y máximos (histéresis) de los bloques de control de corriente activa y reactiva (id e iq).
- Las parámetros definidos en la siguiente imagen son empíricos, puesto que el sistema ha sido sometido a simulaciones a diferentes parámetros.

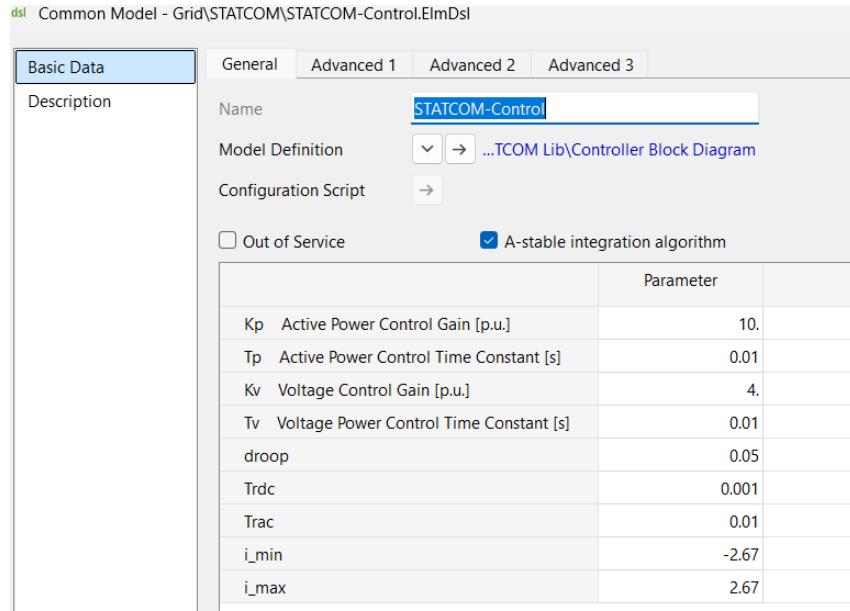


Figura 4.21: Parámetros de sintonización STATCOM.

- **Voltage DC:** Desde este punto en adelante se presentan los medidores, usados para, valga la redundancia, medir los valores en los puntos de interés, y trabajar con ellos dentro de los diagramas de bloque, para este punto se asocia en la Barra DC.
- **Voltage PCC:** Medición que se ubica en el punto de acoplamiento, más específicamente en el lado de baja del transformador PCC.
- **Q PCC:** De igual manera que lo expuesto a lo anterior, medición colocada en el lado de baja tensión del punto de acople, en el nodo denominado PASO.
- **PLL:** A diferencia de los demás, este es un medidor de fase, se ubica en el lado BT del punto de acople.

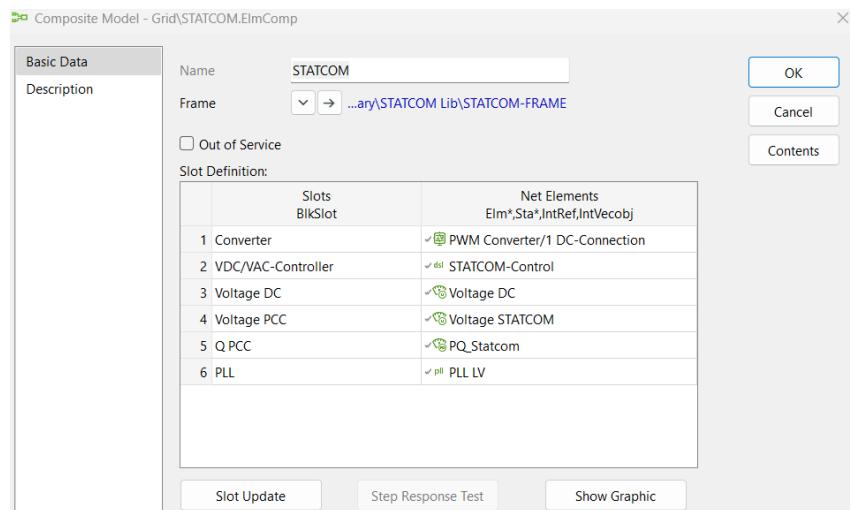


Figura 4.22: Parámetros del modelo compuesto STATCOM.

Una vez descrito el controlador del STATCOM y sus elementos, se procede a realizar las respectivas simulaciones en PowerFactory, como se conoce que uno de los aspectos principales de los FACTS son sus tiempos de respuesta, se ha optado por analizar por medio de simulaciones EMT el comportamiento del conjunto de trabajo ante la ausencia y presencia del STATCOM en la barra de Puerto Inca, donde se estudia el estado de la línea de subtransmisión (por ejemplo, cargabilidad) y los niveles de tensión entre

ambos extremos (subestaciones), para ello se tienen preparados 2 gráficas, la primera que representa el comportamiento de la barra 69 kV Puerto Inca antes y durante y después de una activación controlada del controlador (activación al segundo y se reanuda a condiciones iniciales a los 2 segundos), la segunda gráfica representa el nivel de tensión de la barra 69 kV Naranjal para el mismo período de tiempo.

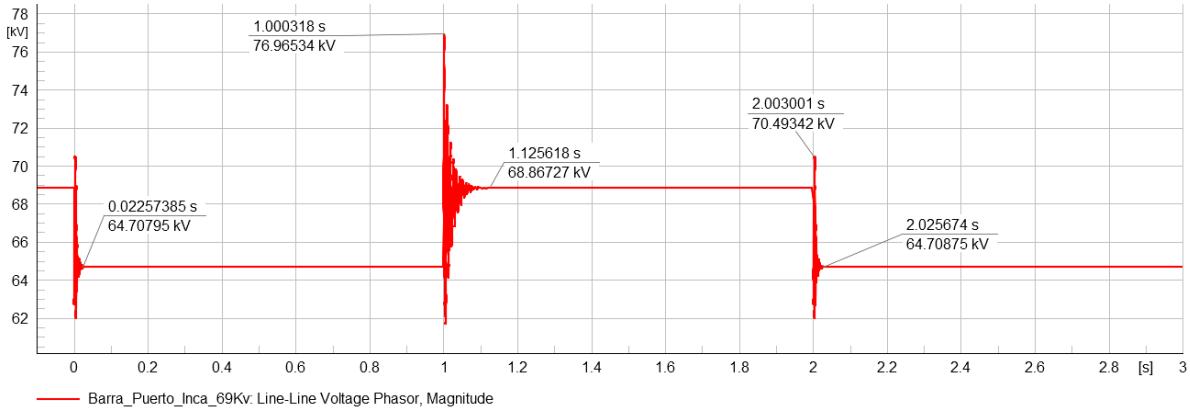


Figura 4.23: Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando STATCOM.

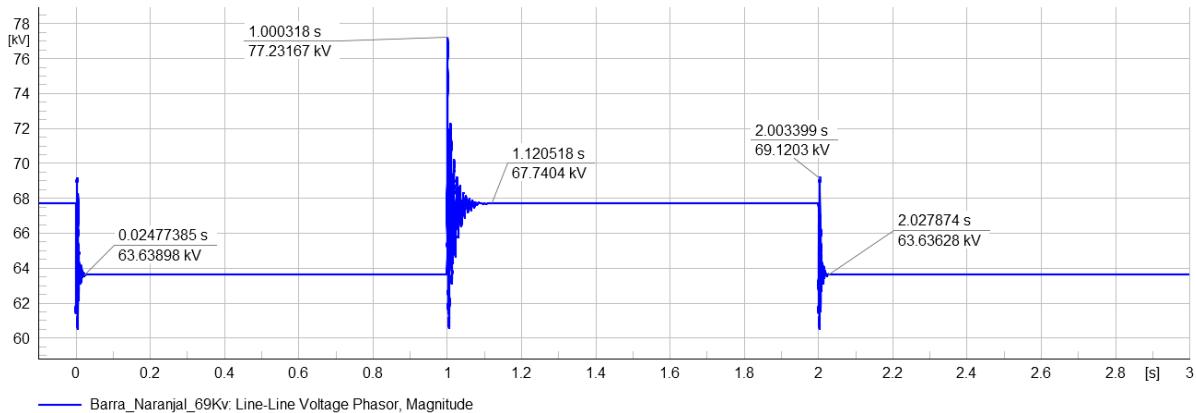


Figura 4.24: Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando STATCOM.

**Compensador estático de potencia reactiva VAR (SVS) en S/E Puerto Inca** La adecuación del compensador estático de VAR es muy similar a la planteada previamente con el STATCOM, este requiere un punto de acople (para el diagrama, se conecta directamente a la barra), y por supuesto un modelo compuesto, tal y como se presentó en el punto anterior.

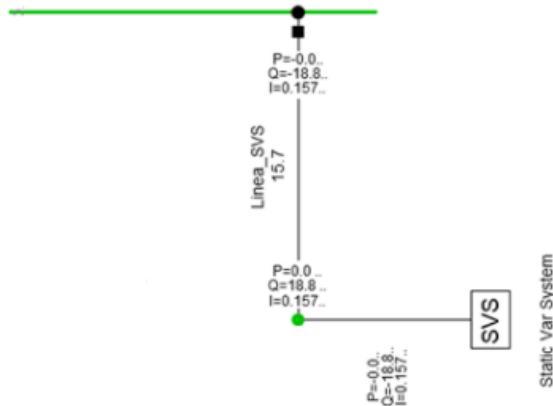


Figura 4.25: Implementación del SVS en la red, S/E Puerto Inca.

Dentro de la pestaña de datos básicos del Compensador estático se deben definir 3 parámetros en concreto, siendo estos: **TCR**, **TSC**, y **MSC**. En el primer parámetro, TCR, se define la máxima reactancia a ser entregada, siendo de 20 MVAR, el tope superior de capacitores a ser instalados o considerados será de 20 unidades (TSC), y finalmente, el número actual de capacitores y su capacitancia individual se es definida en el MSC siendo 12 unidades y -1.5 MVAR correspondientemente.

**Static Var System - Grid\Static Var System.ElmSvs**

<b>Basic Data</b>	<input type="text" value="Static Var System"/> <b>Description</b>
<b>Load Flow</b>	<b>Terminal</b> : Grid\Nodo_SVS\Cub_3 <b>Zone</b> : <b>Area</b> : <input type="checkbox"/> Out of Service
<b>Short-Circuit VDE/IEC</b>	
<b>Short-Circuit Complete</b>	
<b>Short-Circuit ANSI</b>	
<b>Short-Circuit IEC 61363</b>	
<b>Short-Circuit DC</b>	
<b>Simulation RMS</b>	
<b>Simulation EMT</b>	
<b>Power Quality/Harmonics</b>	
<b>Reliability</b>	
<b>Hosting Capacity Analysis</b>	
<b>Optimal Power Flow</b>	
<b>State Estimation</b>	
<b>TCR</b>	Q Reactance (>0): 20. Mvar Max. Limit: 20. Mvar
<b>TSC</b>	Max. Number of Capacitors: 20 Q per Capacitor (<0): 0. Mvar
<b>MSC</b>	Number of Capacitors: 12 Q per Capacitor (<0): -1.5 Mvar
<b>Balanced/Unbalanced Control</b>	<input checked="" type="radio"/> Balanced Control <input type="radio"/> Unbalanced Control

Figura 4.26: Parámetros iniciales del compensador SVS.

De manera análoga, y como se ha comentado, el SVS también posee un modelo compuesto, el cual admite 3 ítems en específico, siendo estos:

- **SVS-Device:** Como su nombre lo indica, se asocia al elemento representativo en la red, siendo este el propio SVS (elemento de red).

- **Bus:** Se agrega un nodo en común para ambas barras de 69 kV, de manera que se relaciona tal nodo con el bus, y por ende, se instala un medidor.

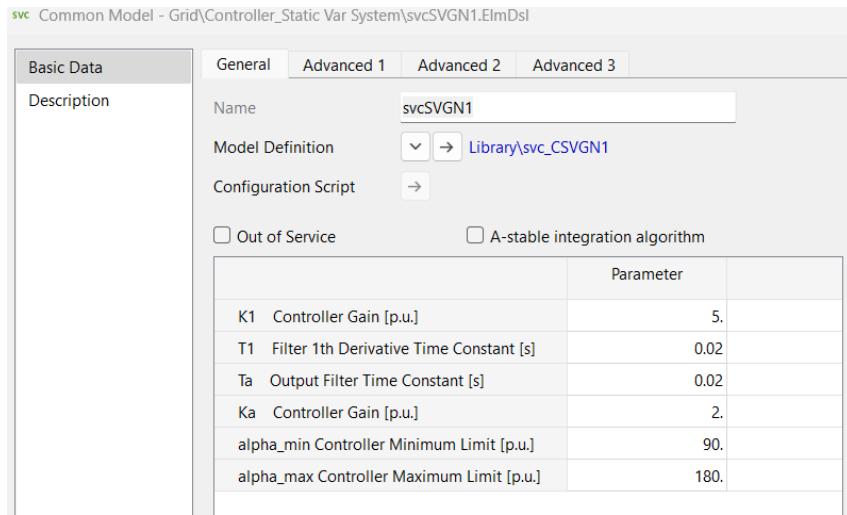


Figura 4.27: Parámetros de sintonización del SVS.

- **SVS-Controller:** A diferencia de lo encontrado en el STATCOM, aquí se deben sintonizar 6 parámetros, de los cuales el primero es **K1**, primer valor que se refiere a la ganancia del controlador (voltaje), en pocas palabras se encarga de amortiguar o prevenir variaciones de tensión, debido a aquello se suelen colocar valores menores a 10 p.u., **T1** se refiere a la constante de tiempo del filtro, y con filtro significa que se encarga de suavizar la respuesta de control (prácticamente un filtro digital de altas frecuencias que impone un ancho de banda delimitado), **Ta** y **Ka** ambas hacen referencia al disparo o accionamiento de los tiristores, Ta al tiempo de apertura, y Ka la regulación de dichos disparos, **alpha\_min** y **alpha\_max** estos dos parámetros van de la mano y especifican los límites inferiores y superiores de los ángulos de disparos.

Análogamente a lo descrito en anteriores párrafos, la sintonización fue en base a valores recomendados y experimentales dentro de las simulaciones realizadas.

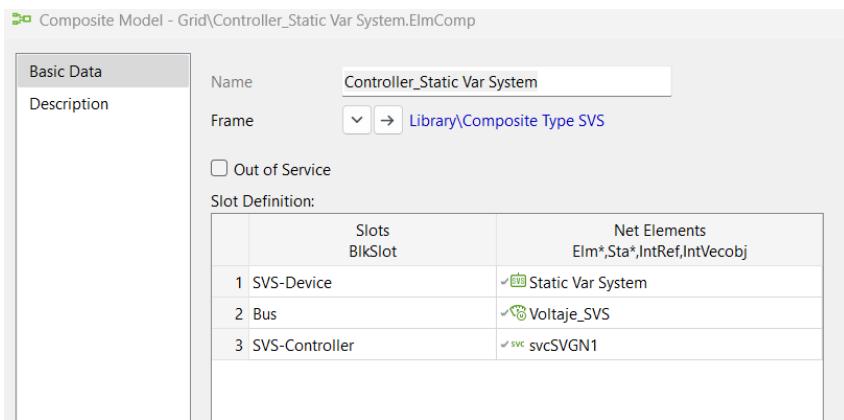


Figura 4.28: Parámetros del modelo compuesto SVS.

Explicado los componentes importantes del SVS, junto a su modelo compuesto y parámetros, se procederá a compartir las gráficas asociadas al comportamiento de los niveles de tensión tanto en las S/E Puerto Inca como Naranjal, recordando nuevamente que el evento de conexión del compensador comienza en 1 segundo, acto seguido se procede a desconectarlo a los 2 segundos, visualizando así el desarrollo de la red ante la presencia de un sistema FACT.

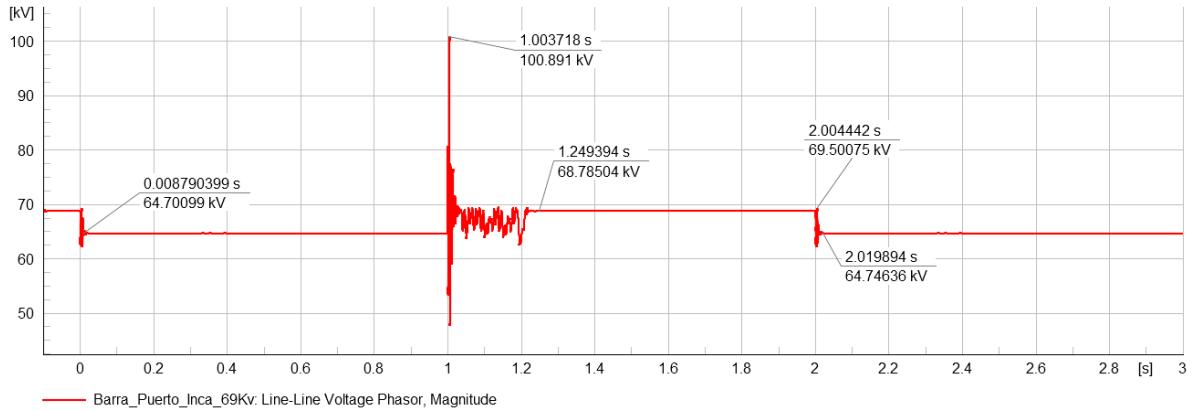


Figura 4.29: Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando SVS.

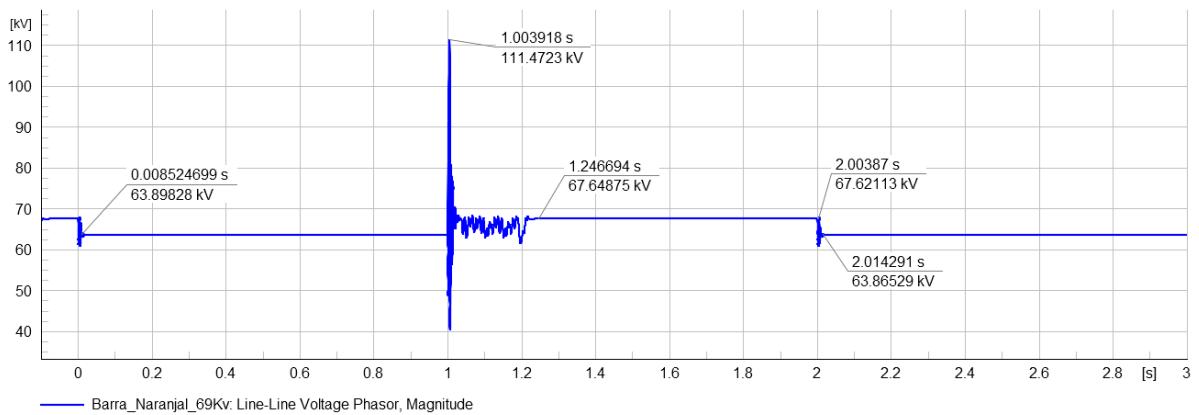


Figura 4.30: Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando SVS.

### Alternativa STATCOM y SVS en S/E Naranjal

A continuación se presentan las respuestas de los perfiles de tensión ante la presencia de los STATCOM y SVS en las barras de Puerto Inca y Naranjal, respectivamente.

**Compensador sincrónico estático (STATCOM) en S/E Naranjal** Para este apartado se procede a instalar el STATCOM en la S/E Naranjal, asegurándose que el transformador de acople asociado a Puerto Inca sea totalmente desconectado o puesto fuera de servicio, para evitar así lecturas erróneas. De igual manera, y prácticamente idéntico, se presentan los resultados de los voltajes para ambas subestaciones, se emplea el mismo sistema de compensación (STATCOM), trabajando con el correspondiente modelo compuesto antes mencionado.

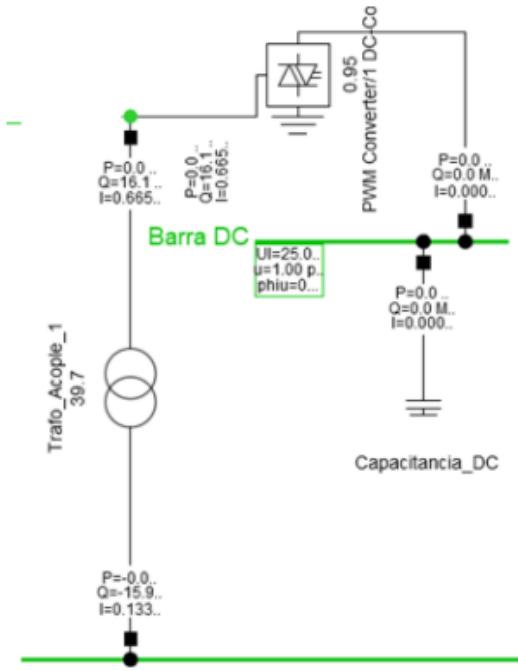


Figura 4.31: Implementación del STATCOM en la red S/E Naranjal.

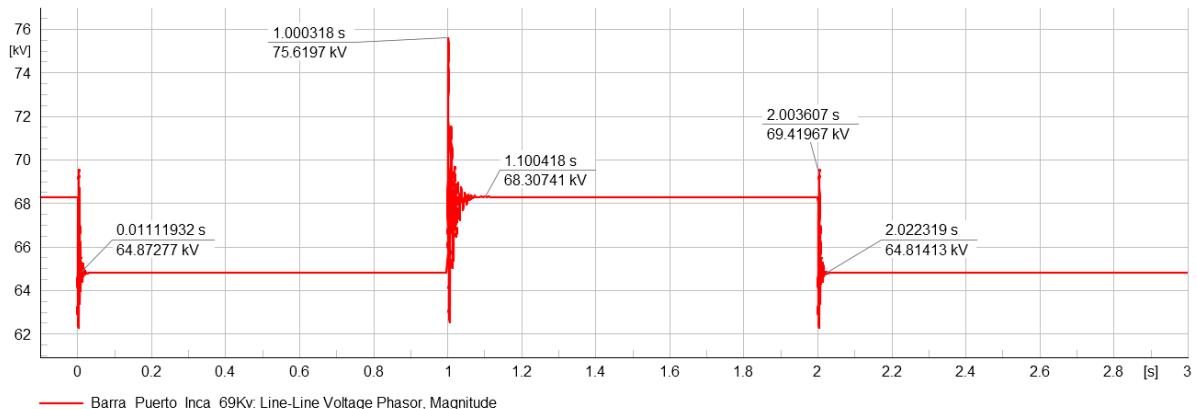


Figura 4.32: Perfil de voltaje en S/E Puerto Inca empleando STATCOM.

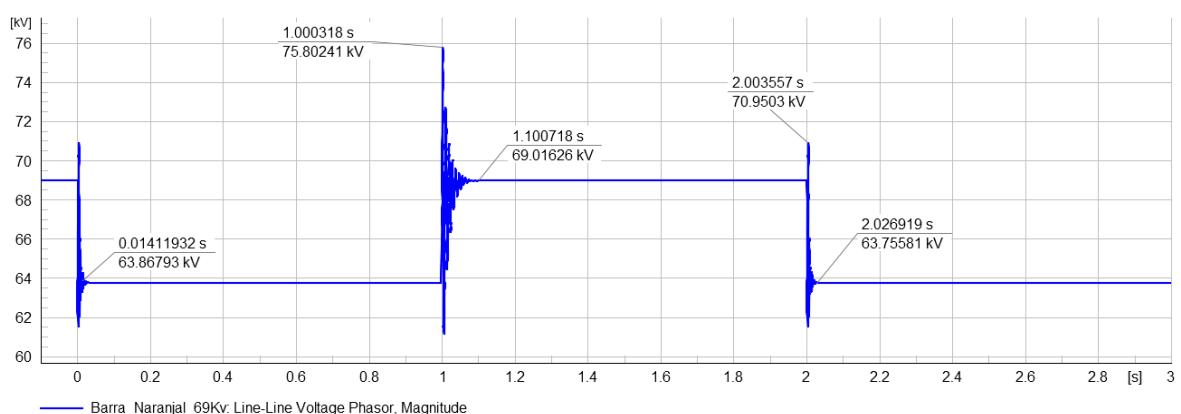


Figura 4.33: Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando STATCOM.

**Compensador estático de potencia reactiva VAR (SVS) en S/E Naranjal** Finalmente se procede a presentar el estado de los niveles de tensión al momento de trabajar con el compensador SVS en la S/E Naranjal, exactamente el desarrollo y procedimiento es idéntico al propuesto para Puerto Inca, sólo que en este caso se visualiza el impacto en ambas subestaciones desde el punto de acople en Naranjal.

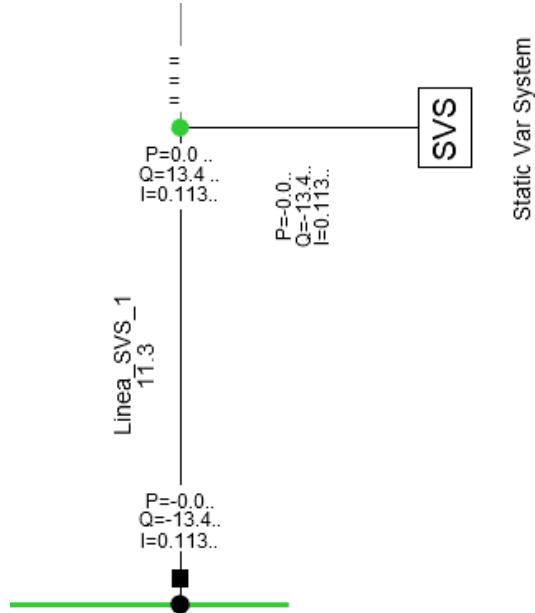


Figura 4.34: Implementación del SVS en la red S/E Naranjal.

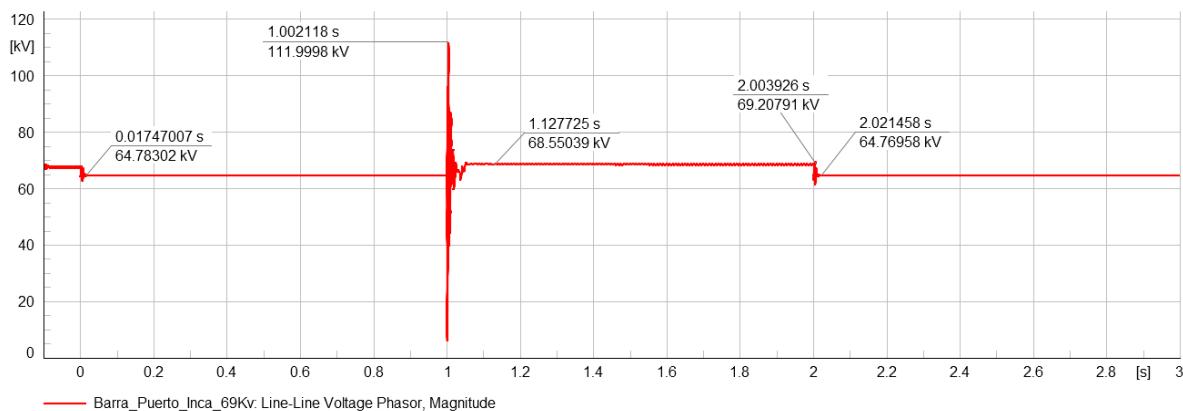


Figura 4.35: Perfil de voltaje S/E Puerto Inca empleando SVS.

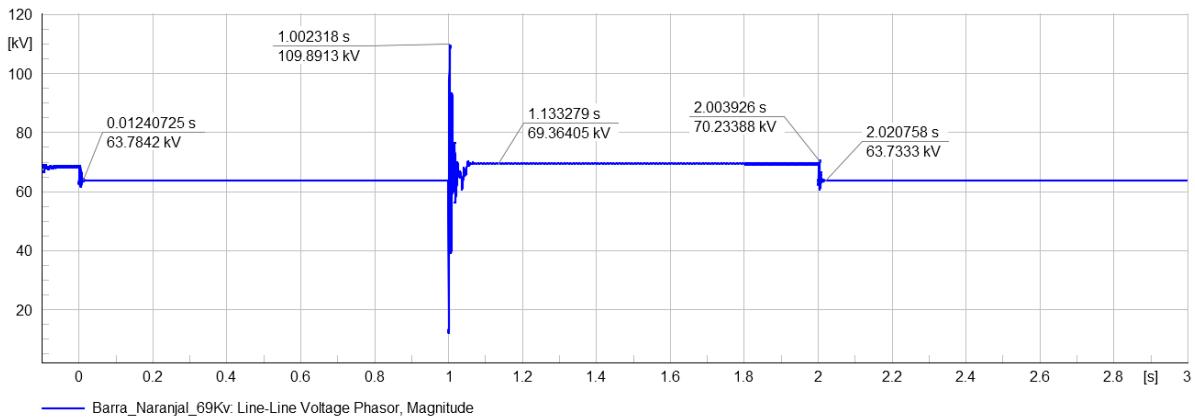


Figura 4.36: Perfil de voltaje en S/E Naranjal empleando SVS.

#### 4.3.3. Adición de un banco de capacitores en las Subestaciones Puerto Inca y Naranjal

En esta propuesta, se busca mejorar el nivel de tensión de la red eléctrica, más específicamente en las subestaciones Puerto Inca y Naranjal. Para ello, se implementa un banco de capacitores con la finalidad de que inyecte potencia reactiva al sistema compensando la potencia reactiva y manteniendo el nivel de tensión cercano a 69 kV. En la figura 4.37, se observa la posición de los bancos de capacitores tanto para las subestaciones Puerto Inca como Naranjal, cabe indicar que el banco capacitor es automático y su potencia reactiva nominal es de 40 MVAR.

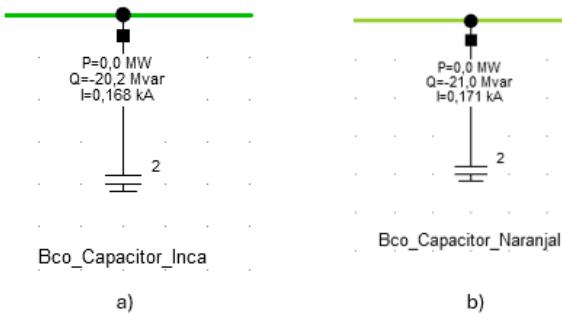


Figura 4.37: Representación gráfica de los capacitores en las barras Puerto Inca y Naranjal.

Como punto de partida en la figura 4.38, se analiza el flujo de carga del gemelo digital cuando el capacitor se encuentra en la barra Naranjal.

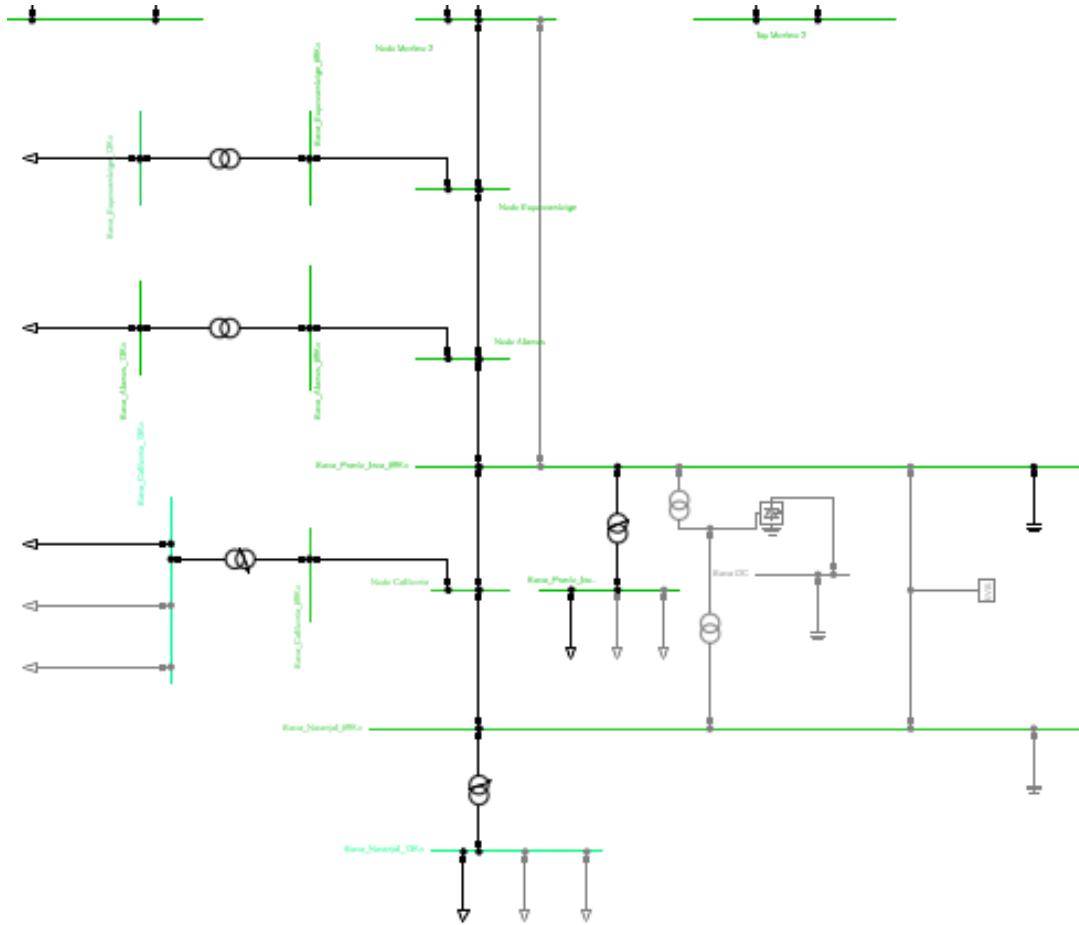


Figura 4.38: Flujo de carga del sistema con capacitor activado en barra Puerto Inca.

Los resultados obtenidos del flujo de carga para la barra Puerto Inca y Naranjal, en condiciones normales y cuando el banco capacitor se encuentra en Puerto Inca/Naranjal, se presentan en la tabla 4.4.

Carga	Condiciones Normales [kV]	Capacitor Puerto Inca [kV]	Capacitor Naranjal [kV]
Puerto Inca	64,48	69,28	69,39
California	63,24	68,14	70,65

Cuadro 4.4: Valores de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal.

#### 4.3.4. Análisis del comportamiento del gemelo digital con adición/retiro de carga en el tramo Puerto Inca - Naranjal

En esta sección, se evalúa el comportamiento del gemelo digital en el tramo Puerto Inca - Naranjal ante los diferentes escenarios de mitigación que se presentan a continuación:

- Alternativa 1: Línea paralela Montero 2 – Puerto Inca.
- Alternativa 2: Incorporación de FACTS (STATCOM/SVS) Puerto Inca / Naranjal.
- Alternativa 3: Banco de Capacitores Puerto Inca/Naranjal.

Se analiza el comportamiento de la red para observar el efecto de la variabilidad de la demanda y conocer su impacto individual en cada escenario. Para evaluar estas alternativas, se simulará el gemelo digital a diferentes estudios de carga, presentados en la tabla 4.5 y representados en las figuras 4.39 y 4.40.

Carga	Carga Nominal (kW)	Escenario Carga Máxima (kW)	Escenario Carga Disminuida (kW)
Puerto Inca	5,208	10,416	2,604
California	7,165	14,33	3,52825
Naranjal	7,98	15,96	3,99

Cuadro 4.5: Valores de cargas en sus valores máximos y mínimos.

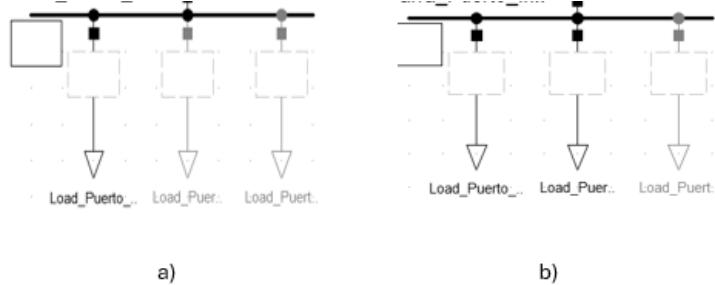


Figura 4.39: Representación de valores de a)carga nominal y b)máximo.

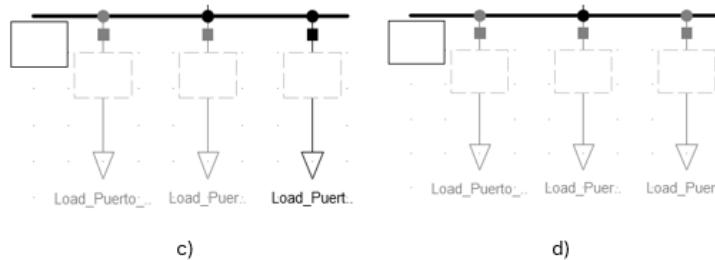


Figura 4.40: Representación de valores de c)carga mínima y d)sin carga.

El estudio de estos escenarios planteados permite analizar la respuesta que ofrece cada una de las alternativas implementadas, adicionalmente, se analiza el comportamiento del gemelo digital ante una variación de carga controlada con la implementación de las siguientes alternativas: línea de subtransmisión paralelo Montero 2 - Puerto Inca, STATCOM, SVS en la barra, banco capacitor en la barra Puerto Inca/Naranjal.

ESCENARIO CARGA MÁXIMA			
Subestación	1	2	3
Puerto Inca	máximo	máximo	máximo
California	nominal	máximo	máximo
Naranjal	nominal	nominal	máximo
ESCENARIO CARGA MÍNIMA			
Subestación	1	2	3
Puerto Inca	mínima	mínima	mínima
California	nominal	mínima	mínima
Naranjal	nominal	nominal	mínima
ESCENARIO SIN CARGA			
Subestación	1	2	3
Puerto Inca	sin carga	sin carga	sin carga
California	nominal	sin carga	sin carga
Naranjal	nominal	nominal	sin carga

Cuadro 4.6: Escenarios de carga considerados en el análisis.

En la figura 4.41, se representa el sistema con la primera alternativa simulada: línea de subtransmisión paralela a Montero 2 - Puerto Inca y con carga máxima en Puerto Inca, la cual corresponde al primer caso de estudio descrito en la tabla 4.6, donde se obtiene que para la barra de Puerto Inca el valor de voltaje es de 66.0 kV (0.96 p.u.) y para la barra de Naranjal de 64.8 kV (0.94 p.u.).

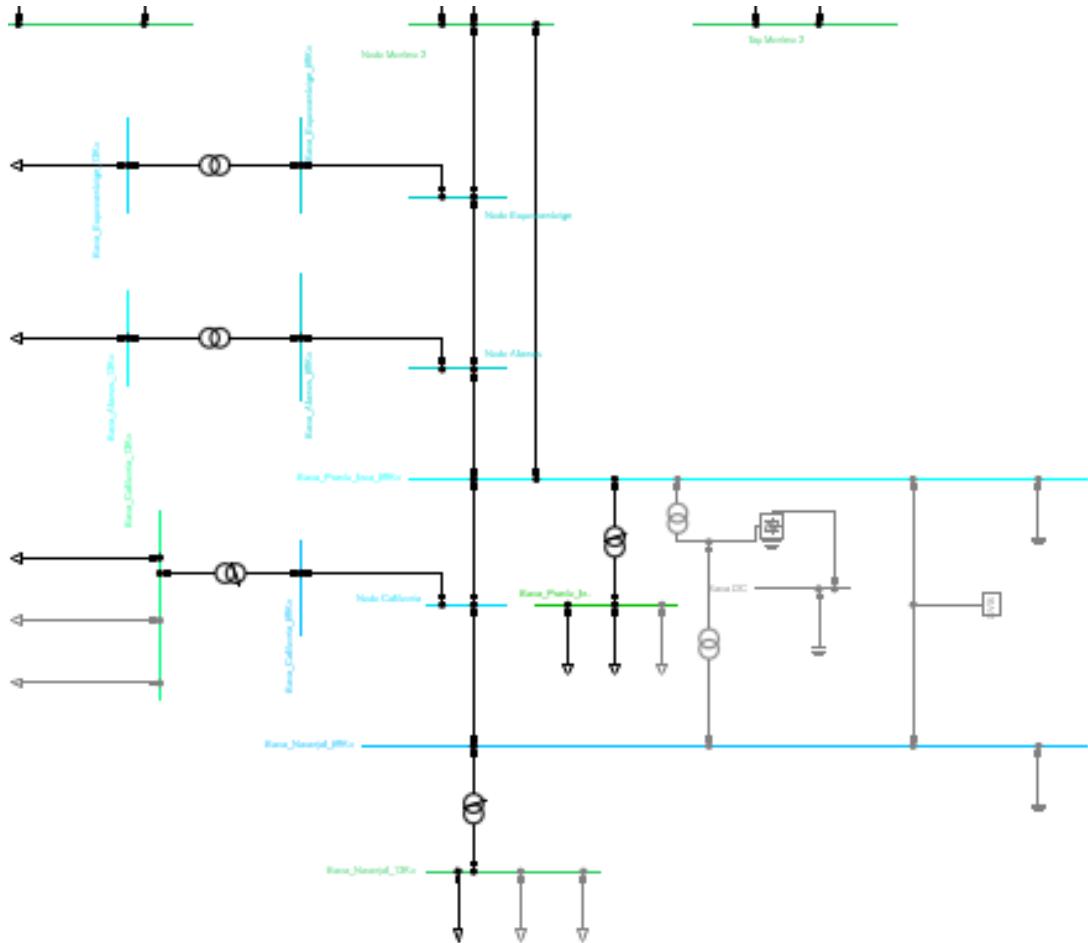


Figura 4.41: Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca.

Para los siguientes escenarios, el valor de la carga variará entre su máximo y mínimo, de acuerdo con los datos presentados en la tabla 4.5, la variación de estas cargas se estructuran en diferentes escenarios, los cuales se detallan en la tabla 4.7.

ALTERNATIVA 1: LÍNEA PARALELA MONTERO - PUERTO INCA			
Carga Máxima			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	66,00	64,85	63,71
California	64,80	62,88	60,89
Carga Mínima			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	66,47	67,19	67,58
California	65,25	66,50	67,20
Sin Carga			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	66,74	67,64	68,34
California	65,55	67,07	68,37

Cuadro 4.7: Resultados de voltaje en la alternativa 1 (línea Paralela Montero 2 - Puerto Inca) bajo diferentes variaciones de carga.

En el siguiente caso, se estudia el comportamiento del gemelo digital con la segunda alternativa im-

plementada: STATCOM en la barra Puerto Inca/Naranjal, tal como se aprecia en la figura 4.42

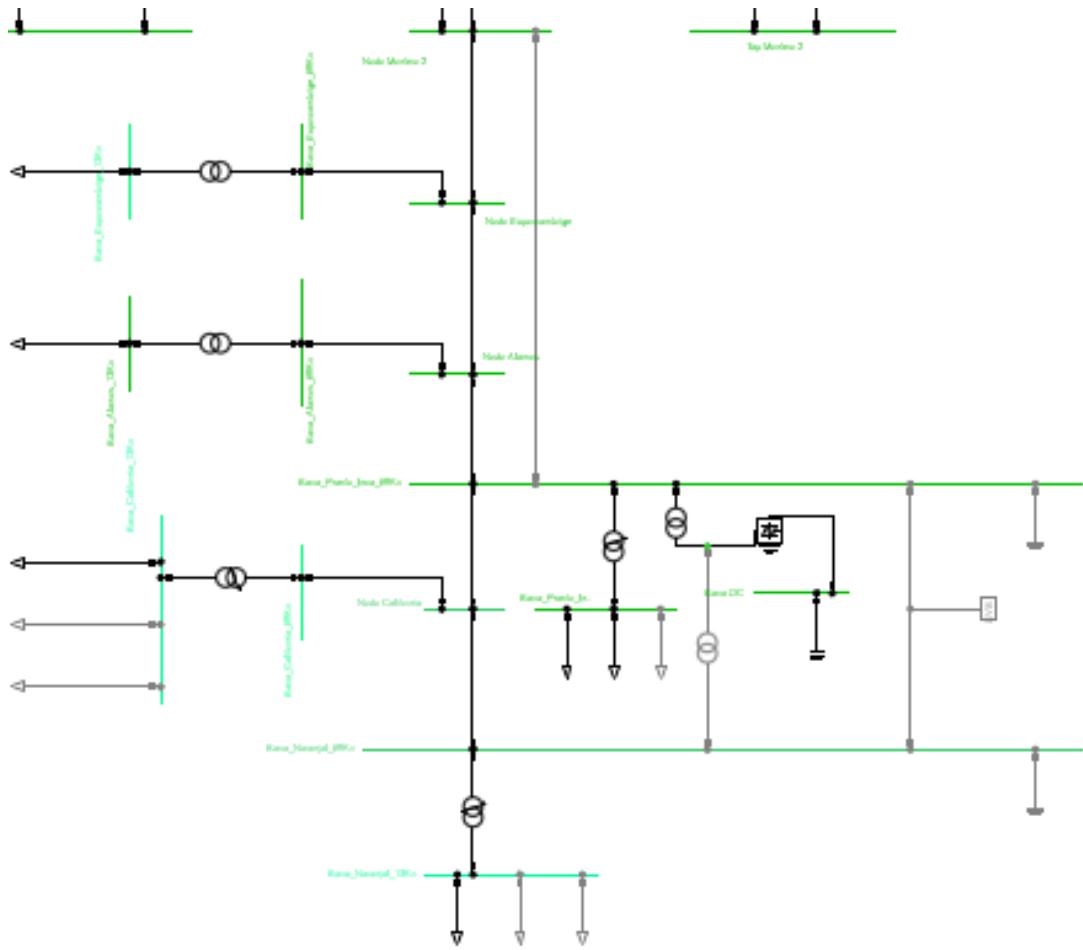


Figura 4.42: Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca.

Dada la similitud de las imágenes simuladas, se presentan los valores de cada escenario en la tabla 4.8.

<b>ALTERNATIVA 2: STATCOM</b>			
<b>Carga Máxima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,77	68,41	68,07
Naranjal	67,62	66,58	65,50
<b>Carga Máxima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,05	67,64	67,26
Naranjal	68,93	68,59	68,26
<b>Carga Mínima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,92	69,15	69,27
Naranjal	67,78	68,48	68,91
<b>Carga Mínima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,41	68,65	68,77
Naranjal	69,04	69,26	69,39
<b>Sin Carga - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	69,01	69,30	69,52
Naranjal	67,87	68,75	69,55
<b>Sin Carga - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,61	68,92	69,11
Naranjal	69,10	69,38	69,61

Cuadro 4.8: Resultados de voltaje en la alternativa 2 (STATCOM en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga.

En el siguiente caso, se estudia el comportamiento del gemelo digital con la segunda alternativa implementada: SVS en la barra Puerto Inca/Naranjal, tal como se aprecia en la figura 4.43

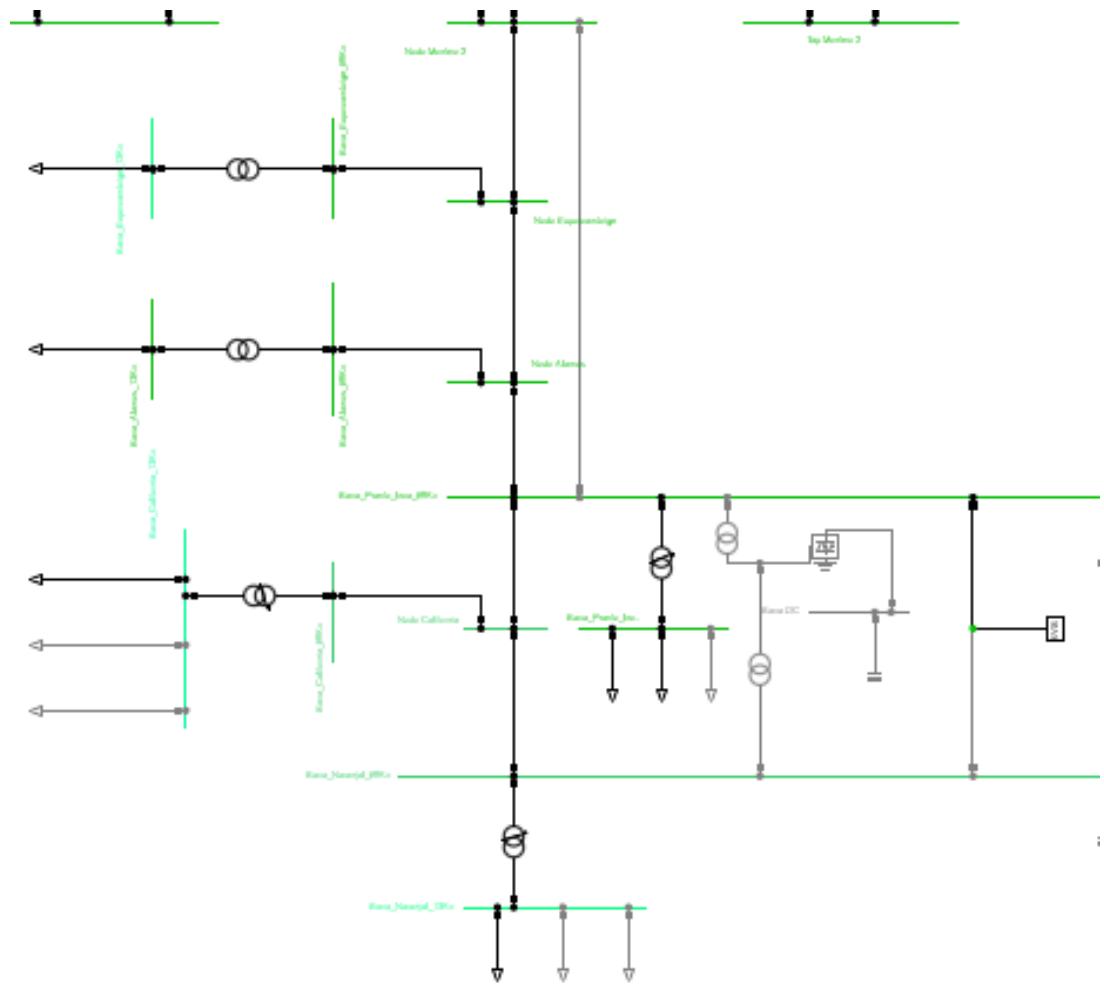


Figura 4.43: Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca.

Dada la similitud de las imágenes simuladas, se presentan los valores de cada escenario en la tabla 4.9.

<b>ALTERNATIVA 2: SVS</b>			
<b>Carga Máxima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,84	68,96	69,12
Naranjal	67,70	67,15	66,61
<b>Carga Máxima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	67,48	67,03	66,62
Naranjal	68,07	67,68	67,30
<b>Carga Mínima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	69,02	68,91	68,82
Naranjal	67,88	68,24	68,45
<b>Carga Mínima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	67,86	68,12	68,25
Naranjal	68,20	68,46	68,61
<b>Sin Carga - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	69,12	68,99	68,80
Naranjal	67,98	68,44	68,83
<b>Sin Carga - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,06	68,41	68,62
Naranjal	68,27	68,60	68,88

Cuadro 4.9: Resultados de voltaje en la alternativa 2 (SVS en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga.

Para analizar el último caso, se estudia el comportamiento del gemelo digital con la tercera alternativa implementada: banco capacitor en la Barra Puerto Inca/Naranjal, tal como se aprecia en la figura 4.44

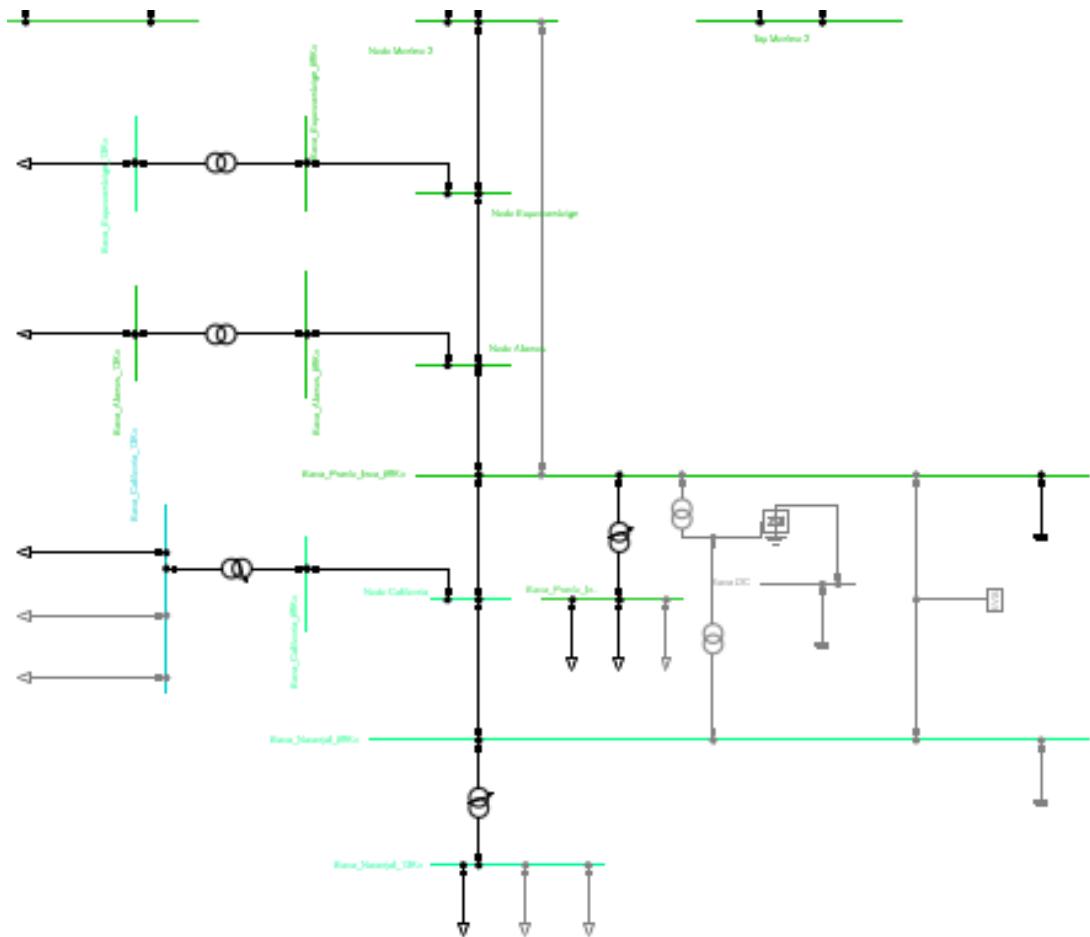


Figura 4.44: Flujo de carga del gemelo digital con carga máxima en Puerto Inca.

Dada la similitud de las imágenes simuladas, se presentan los valores de cada escenario en la tabla 4.10.

<b>ALTERNATIVA 3: BANCO CAPACITOR</b>			
<b>Carga Máxima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,63	69,09	69,72
Naranjal	67,48	67,27	67,23
<b>Carga Máxima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	68,74	66,50	67,06
Naranjal	69,96	66,89	67,96
<b>Carga Mínima - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	69,56	68,41	69,12
Naranjal	68,43	67,73	68,75
<b>Carga Mínima - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	67,10	68,42	69,14
Naranjal	67,06	68,91	69,95
<b>Sin Carga - Barra Puerto Inca</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	70,07	69,24	68,16
Naranjal	68,95	68,69	68,19
<b>Sin Carga - Barra Naranjal</b>			
Subestación	Escenario 1 (kV)	Escenario 2 (kV)	Escenario 3 (kV)
Puerto Inca	67,61	69,26	68,16
Naranjal	67,58	69,89	68,19

Cuadro 4.10: Resultados de voltaje en la alternativa 3 (banco de capacitores en barras Puerto Inca y Naranjal) bajo diferentes variaciones de carga.

#### 4.3.5. Análisis del comportamiento del gemelo digital con retiro de línea de subtransmisión en el tramo Puerto Inca - Naranjal

En esta sección, se analiza el comportamiento del sistema con las alternativas previamente simuladas, las cuales se presentan a continuación:

- Línea de subtransmisión paralela en el tramo Montero 2 - Puerto Inca.
- Implementación de dispositivos FACTS (STATCOM Y SVS) en las barras Puerto Inca y Naranjal.
- Incorporación de un banco de capacitores en la barra Puerto Inca - Naranjal.

Para ello, se plantea dos escenarios:

1. Retiro de línea de subtransmisión Puerto Inca - California.
2. Retiro de línea de subtransmisión California - Naranjal.

Para el primer escenario figura 4.45 , se desconecta la línea Puerto Inca - California, en la cual se puede observar que todo el sector Naranjal queda aislado. Esto se debe, a que la línea de subtransmisión desconectada es la responsable de transportar el flujo de energía a las subestaciones de California y Naranjal.

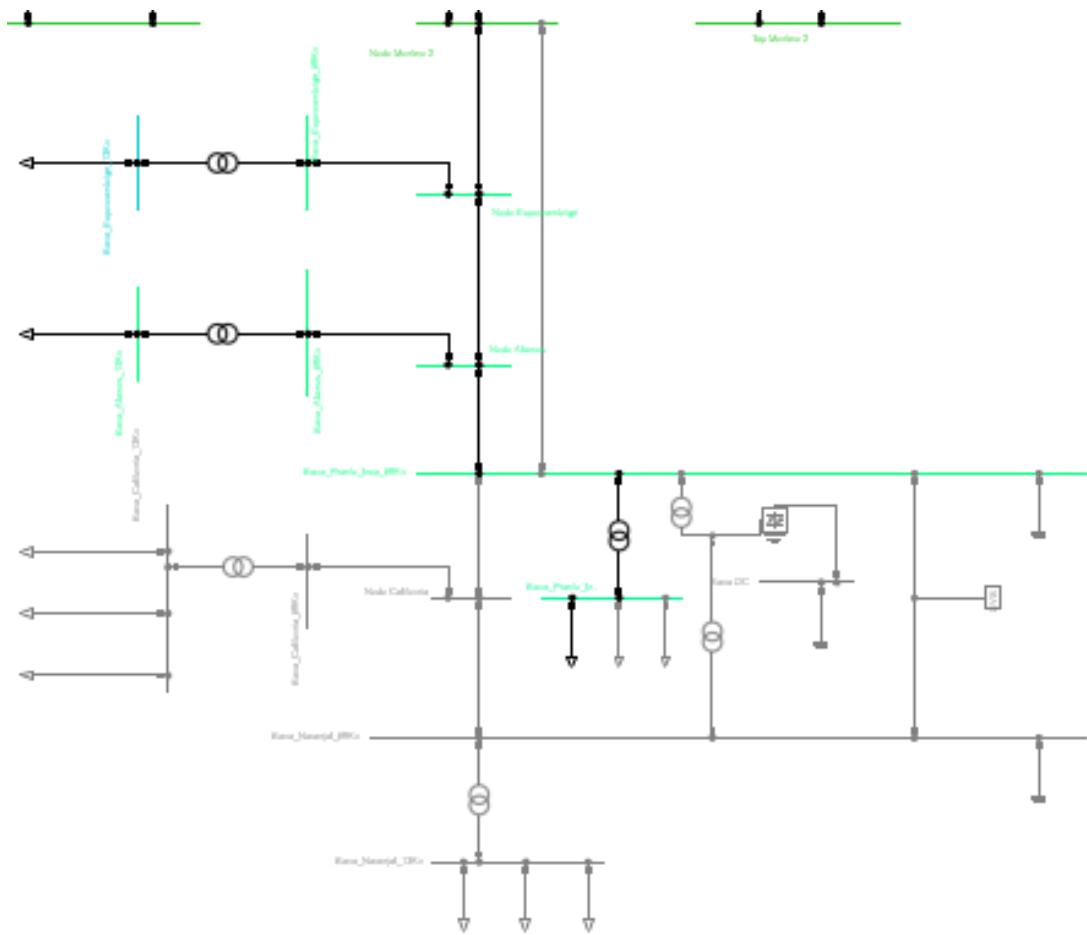


Figura 4.45: Flujo de carga con la desconexión de la línea de subtransmisión Puerto Inca - California.

Para el segundo escenario, se realiza la desconexión de la línea de subtransmisión California - Naranjal, en donde se puede apreciar mediante el flujo de carga figura 4.46, que la subestación Naranjal queda fuera de servicio y la subestación Puerto Inca presenta un voltaje de 65.97 kV (0.96 p.u.), figura 4.47.

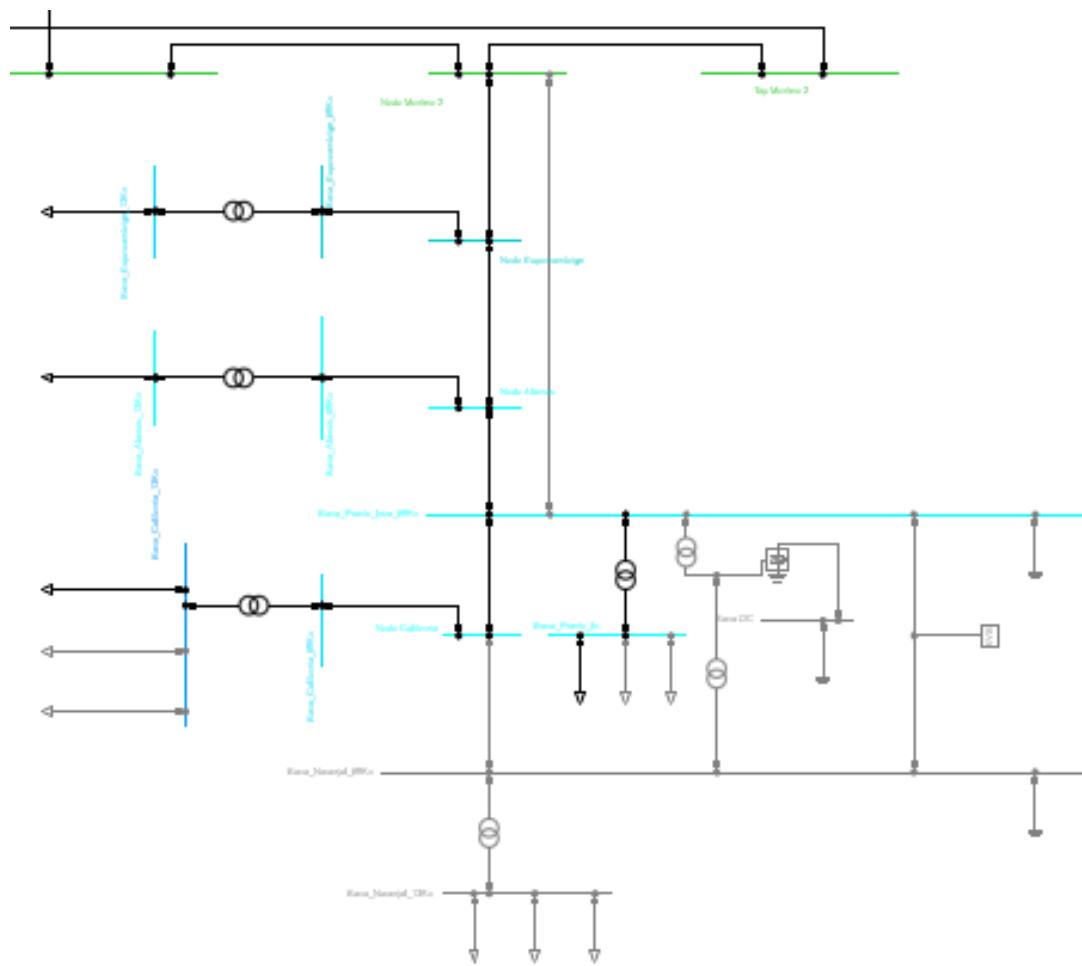


Figura 4.46: Flujo de carga del Sistema sin la línea de subtransmisión California - Puerto Inca.

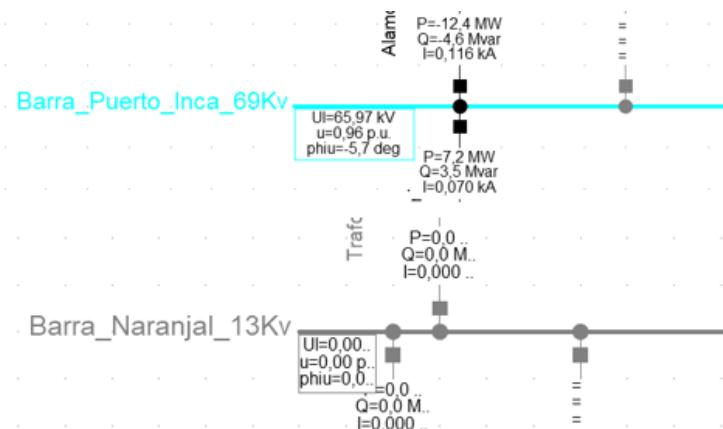


Figura 4.47: Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal sin la línea de subtransmisión California - Naranjal.

La figura 4.48, representa el flujo de carga del sistema con la primera alternativa implementada: línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca, en donde se observa que el flujo de potencia que antes circulaba por el sector de Naranjal, ahora debe redirigirse siguiendo los caminos restantes en este caso: las subestaciones de Puerto Inca y California. Estos valores se representan en la tabla 4.11, donde la barra de Puerto Inca tiene un valor de voltaje de 67.11 kV (0.97 p.u.) y Naranjal 0 kV.

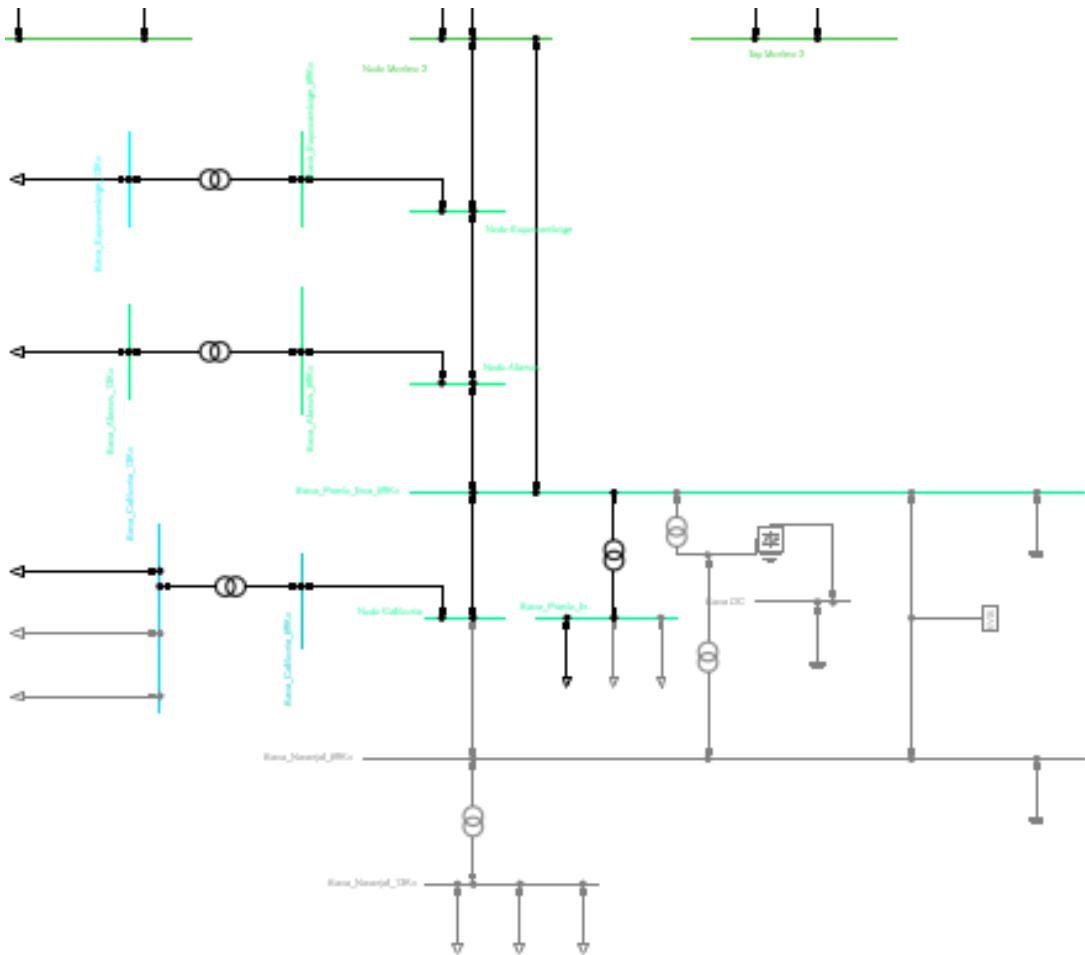


Figura 4.48: Flujo de carga con línea paralela Montero 2- Puerto Inca.

Dada la similitud de las imágenes simuladas, se presentan los valores de cada escenario en la tabla 4.11.

Escenario 1: Retiro de la Línea Subtransmisión Puerto Inca - California					
Subestación	Condiciones Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	STATCOM (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	67,41	67,92	69,38	71,69	67,41
Naranjal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Escenario 2: Retiro de la Línea Subtransmisión California - Naranjal					
Subestación	Condiciones Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	STATCOM (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	65,97	67,11	69,13	70,25	65,97
Naranjal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Cuadro 4.11: Resultados de nivel de tensión bajo contingencias de retiro de líneas de subtransmisión en los escenarios 1 y 2.

#### 4.3.6. Ajuste de taps en los transformadores de Puerto Inca y Naranjal para análisis del comportamiento del gemelo digital

Esta sección analiza el comportamiento de nivel de tensión de la red a través del ajuste de los taps de los transformadores ubicados en las subestaciones de Puerto Inca y Naranjal. Para ello, se realiza la simulación para cada posición del tap en los transformadores ubicados en las subestaciones Puerto Inca y Naranjal, las siguientes alternativas implementadas en los escenarios 1, 2 y 3:

- Línea de subtransmisión paralelo Montero 2 - Puerto Inca.
- Incorporación de dispositivos FACTS (STATCOM/SVS).
- Implementación de un banco capacitor.

Tomando como punto de partida que los transformadores de las subestaciones Puerto Inca y Naranjal se encuentran en tap = 5, se procede a explicar la metodología aplicada para este escenario. Dicho esto,

se aprecia en la figura 4.49 que el voltaje en la subestación de Puerto Inca es de 64.47 kV a (0.93 p.u.) mientras que en la subestación Naranjal es de 63.23 kV (0.92 p.u.).

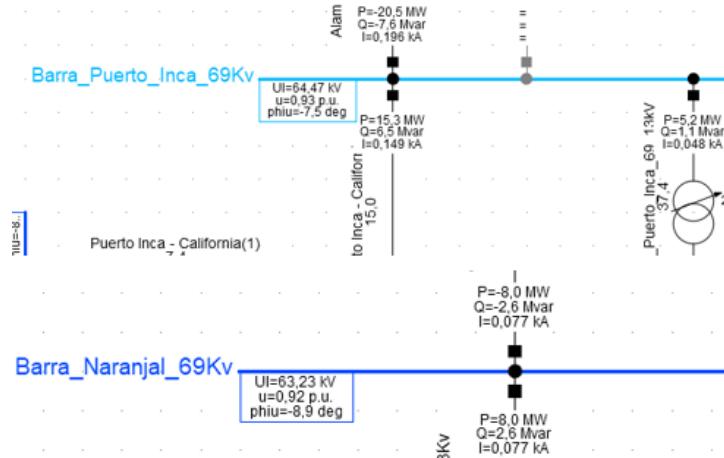


Figura 4.49: Valores de flujo de carga en las barras de Puerto Inca y Naranjal.

Considerando que el nivel de voltaje sigue estando por debajo del nivel nominal, se analiza el comportamiento del gemelo digital con tap 5 en los transformadores de Puerto Inca y Naranjal para cada una de las alternativas implementadas en los escenarios 1, 2 y 3.

**Implementación línea paralela Montero 2 - Puerto Inca** En la figura 4.49, se puede apreciar el flujo de carga aplicado al sistema con la implementación de la línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca, en donde se obtiene un valor de voltaje en la barra de Puerto Inca de 66.32 kV (0.96 p.u.) y en la barra de Naranjal de 65.12 kV (0.94 p.u.) como se observa en la figura 4.51

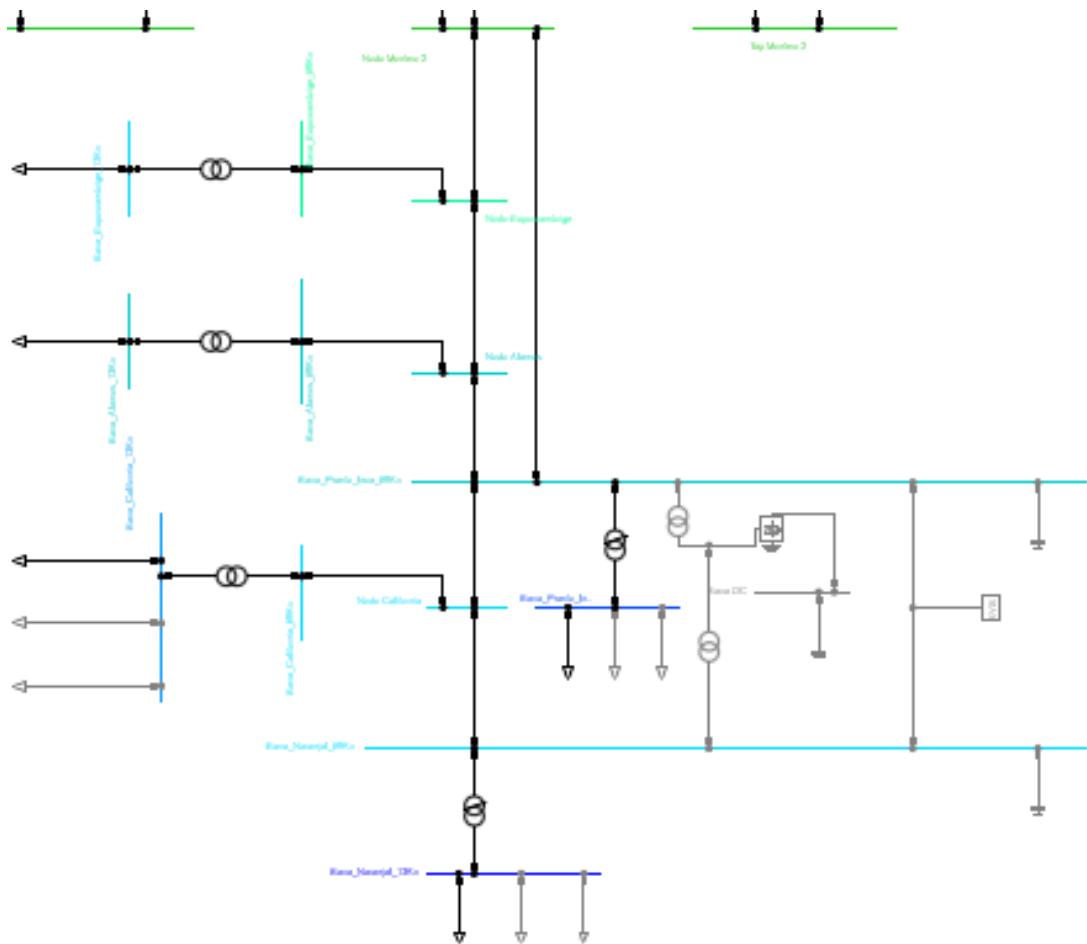


Figura 4.50: Flujo de carga del sistema con línea de subtransmisión paralela Montero 2 - Puerto Inca.

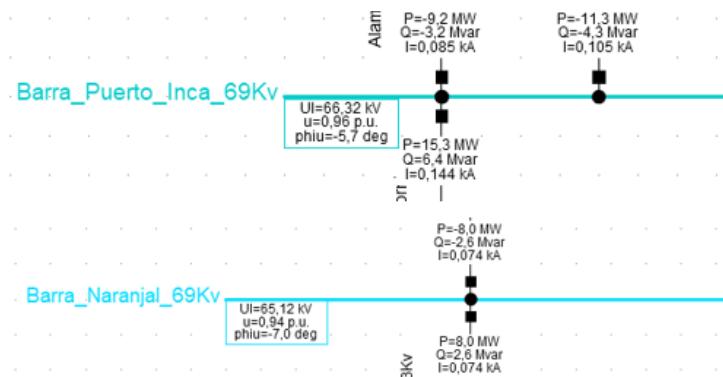


Figura 4.51: Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal.

**Implementación de STATCOM en la barra Puerto Inca** En la figura 4.52, se puede apreciar el flujo de carga aplicado al sistema con la implementación del STATCOM en la barra Puerto Inca, en donde se obtiene un valor de voltaje en la barra de Puerto Inca de 68.87 kV (1.00 p.u.) y en la barra de Naranjal de 67.73 kV (0.98 p.u.) como se observa en la figura 4.53

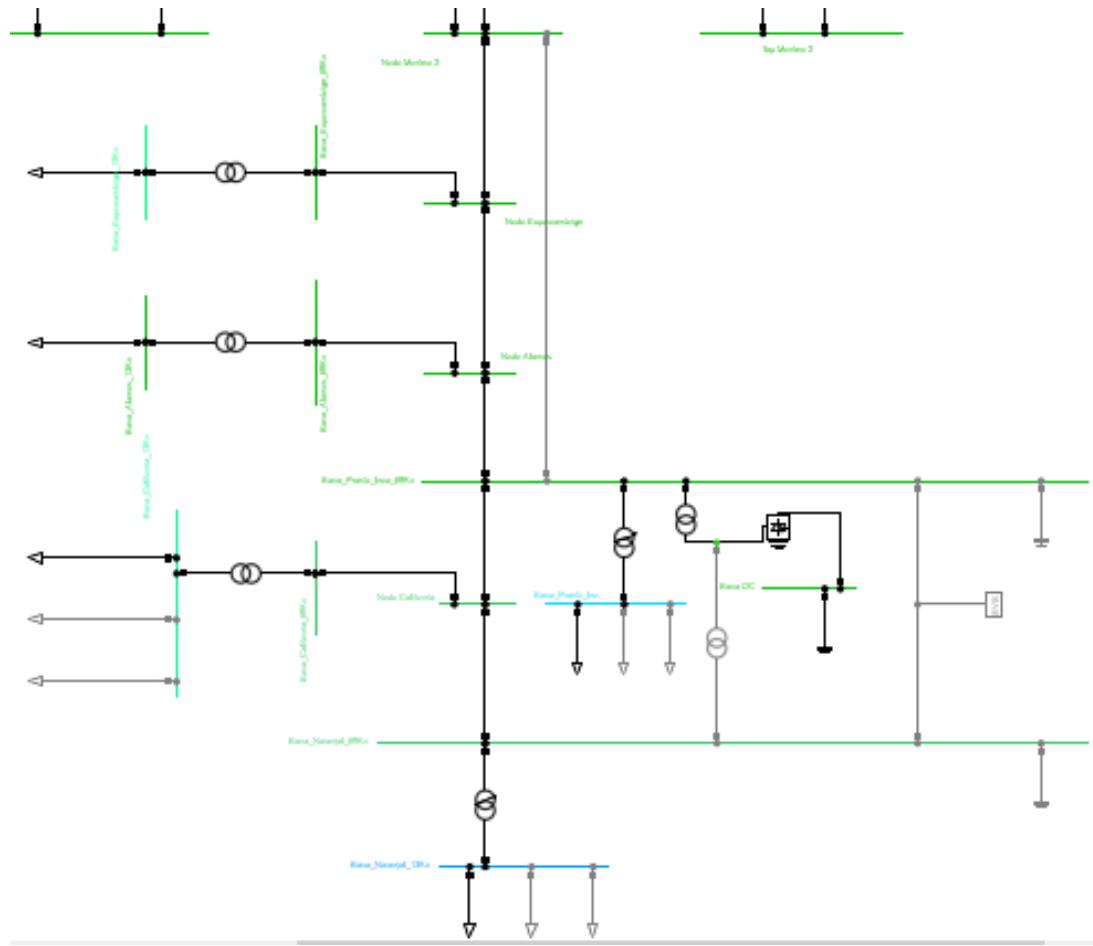


Figura 4.52: Flujo de carga del sistema con STATCOM en la barra Naranjal.

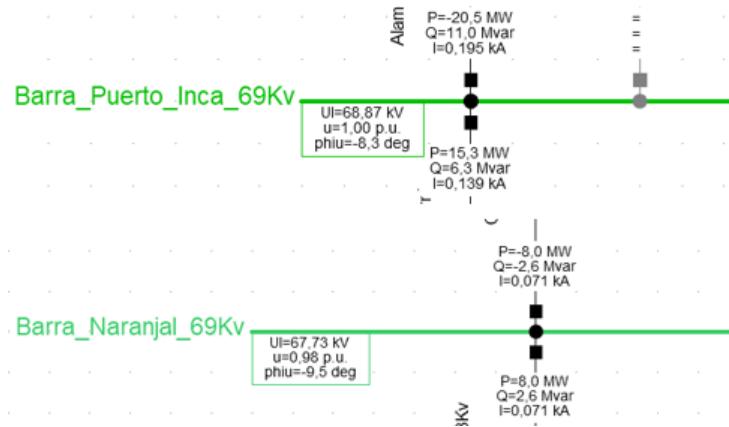


Figura 4.53: Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal.

**Implementación de SVS en la barra Puerto Inca** En la figura 4.54, se puede apreciar el flujo de carga aplicado al sistema con la implementación del SVS en la barra Puerto Inca, en donde se obtiene un valor de voltaje en la barra de Puerto Inca de 68.97 kV (1.00 p.u.) y en la barra de Naranjal de 67.82 kV (0.98 p.u.) como se observa en la figura 4.55

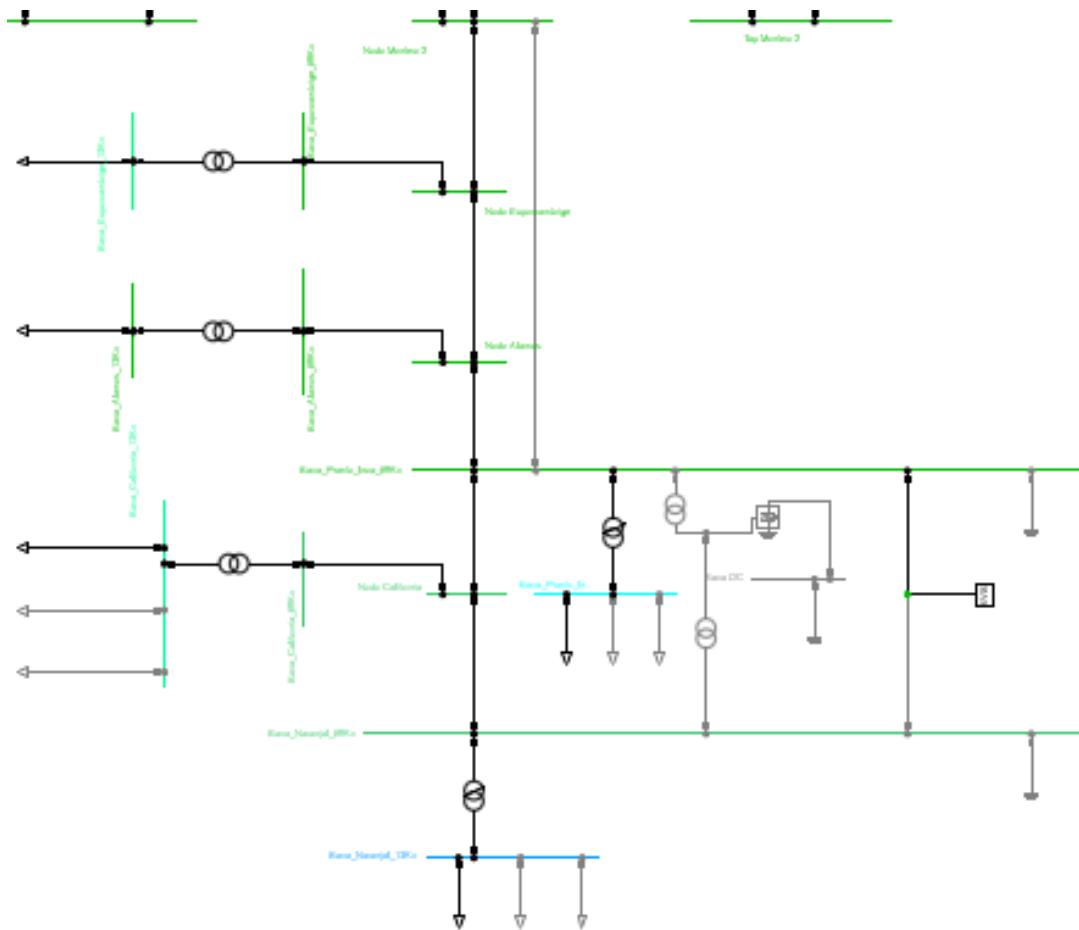


Figura 4.54: Flujo de carga del sistema con SVS en la barra Naranjal.

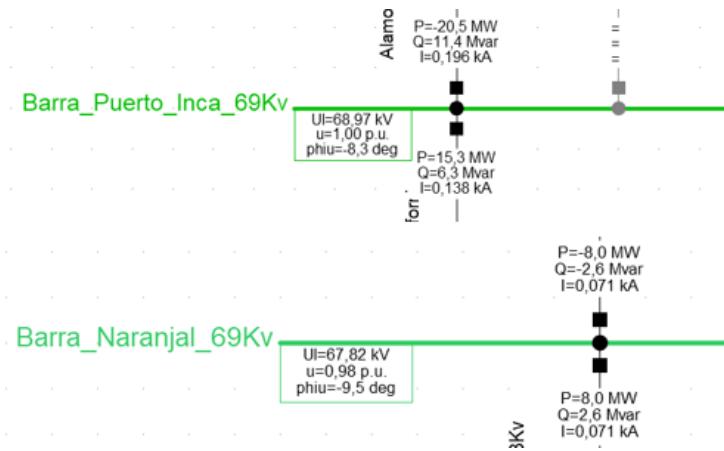


Figura 4.55: Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal.

**Implementación de banco de capacitores en la barra Puerto Inca** En la figura 4.56, se puede apreciar el flujo de carga aplicado al sistema con la implementación de un banco de capacitor en la barra Puerto Inca, en donde se obtiene un valor de voltaje en la barra de Puerto Inca de 69.27 kV (1.00 p.u.) y en la barra de Naranjal de 68.13 kV (0.99 p.u.) como se observa en la figura 4.57

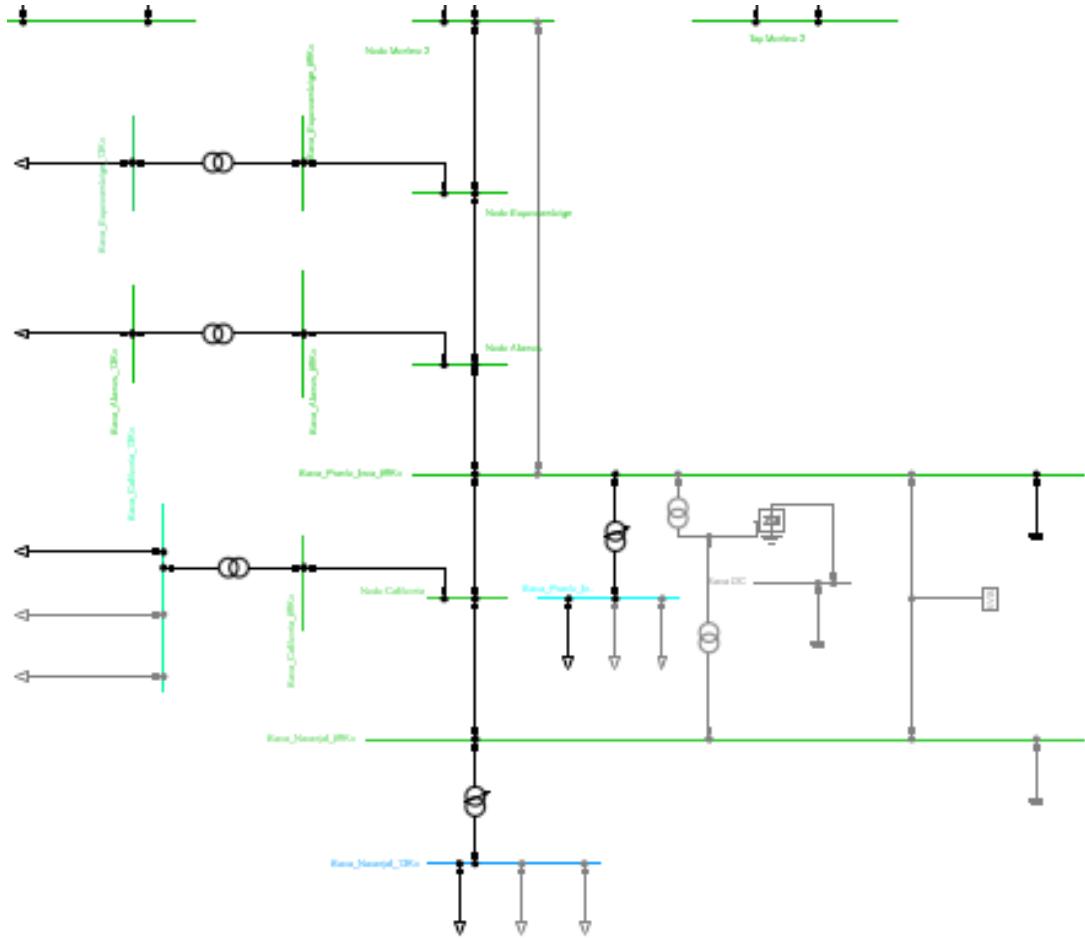


Figura 4.56: Flujo de carga del sistema con banco de capacitores en la barra Naranjal.

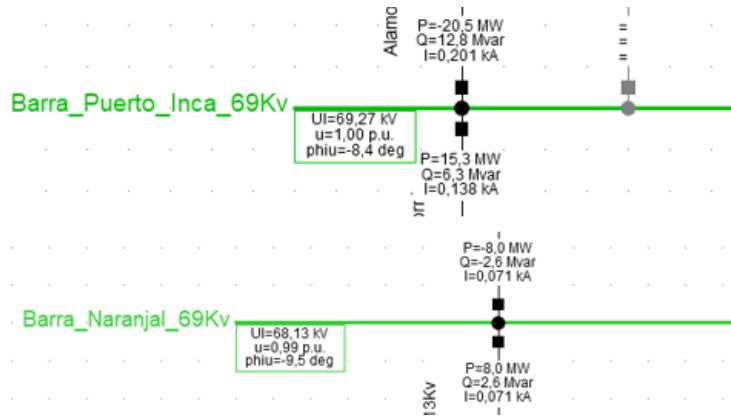


Figura 4.57: Valores de flujo de carga en las barras Puerto Inca y Naranjal.

Para los siguientes escenarios, el valor de la carga será variable entre su máximo y mínimo, de acuerdo con los datos presentados en la tabla 4.5 y el valor del tap de los transformadores ubicados en las barras Puerto Inca y Naranjal se ajusta para cada posición: 5, 4, 3, 2 y 1. Los resultados de estos escenarios se presentan en una tabla de datos, ya que las imágenes de simulación para cada alternativa implementada no varían a excepción de sus valores numéricos. Esto evita la repetición de imágenes haciendo que la información sea más clara y concisa.

ESCENARIO TAP = 5					
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,46	66,32	68,87	68,97	69,26 (tap=2)
Naranjal	63,21	65,11	67,72	67,82	68,12
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,46	66,32	68,30	67,74	69,37
Naranjal	63,21	65,11	69,00	68,16	70,62 (tap=2)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,64	63,65	68,05	69,13	69,63 (tap=4)
Naranjal	55,38	60,79	65,46	66,59	67,11
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,64	63,65	67,25	66,00	66,97
Naranjal	55,38	60,79	68,25	67,28	67,84 (tap=3)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	69,27	68,82	69,11 (tap=1)
Naranjal	66,42	67,20	68,91	68,45	68,75
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	68,77	68,25	69,14 (tap=1)
Naranjal	66,42	67,20	69,39	68,61	69,95

Cuadro 4.12: Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 5.

ESCENARIO TAP = 4					
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,47	66,32	68,88	68,97	69,27 (tap=2)
Naranjal	63,23	65,12	67,73	67,82	68,13
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,47	66,32	68,30	67,74	69,38
Naranjal	63,23	65,12	69,00	68,16	70,63 (tap=2)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,72	63,68	68,06	69,12	69,67 (tap=4)
Naranjal	55,50	60,84	65,48	66,60	67,17
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,72	63,68	67,25	66,61	67,02
Naranjal	55,50	60,84	68,25	67,29	67,90 (tap=3)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	69,27	68,82	69,11 (tap=1)
Naranjal	66,42	67,20	68,91	68,45	68,75
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	68,77	68,25	69,14 (tap=1)
Naranjal	66,42	67,20	69,39	68,61	69,95

Cuadro 4.13: Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 4.

ESCENARIO TAP = 3					
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,48	66,33	68,88	68,97	69,28 (tap=2)
Naranjal	63,24	65,13	67,73	67,82	68,14
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,48	66,33	68,30	67,74	69,39
Naranjal	63,24	65,13	69,01	68,16	70,65 (tap=2)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,80	63,71	68,07	69,12	69,72 (tap=4)
Naranjal	55,62	60,89	65,50	66,61	67,23
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,80	63,71	67,26	66,62	67,06
Naranjal	55,62	60,89	68,26	67,30	67,96 (tap=3)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	69,27	68,82	69,12 (tap=1)
Naranjal	66,42	67,20	68,91	68,45	68,75
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	68,77	68,25	69,14
Naranjal	66,42	67,20	69,39	68,61	69,95 (tap=1)

Cuadro 4.14: Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 3.

ESCENARIO TAP = 2					
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,49	66,33	68,88	68,96	69,29 (tap=2)
Naranjal	63,25	65,14	67,74	67,83	68,15
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA NOMINAL					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,49	66,33	68,30	67,75	69,40
Naranjal	63,25	65,14	69,01	68,16	70,66 (tap=2)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,88	63,74	68,07	69,12	69,76 (tap=4)
Naranjal	55,73	60,93	65,52	66,62	67,29
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÁXIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	58,88	63,74	67,27	66,63	67,11
Naranjal	55,73	60,93	68,27	67,30	68,02 (tap=3)
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	69,27	68,82	69,12 (tap=1)
Naranjal	66,43	67,21	68,91	68,45	68,76
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL					
CARGA MÍNIMA					
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	66,80	67,58	68,77	68,25	69,14
Naranjal	66,43	67,21	69,39	68,61	69,95 (tap=1)

Cuadro 4.15: Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 2.

ESCENARIO TAP = 1						
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA						
CARGA NOMINAL						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	64,5	66,34	68,88	68,96	69,29 (tap=2)	
Naranjal	63,27	65,15	67,74	67,83	68,17	
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL						
CARGA NOMINAL						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	64,5	66,34	68,31	67,75	66,84	
Naranjal	63,27	65,15	69,01	68,16	66,79 (tap=1)	
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA						
CARGA MÁXIMA						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	58,95	63,76	68,08	69,11	69,8 (tap=4)	
Naranjal	55,83	60,98	65,54	66,63	67,34	
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL						
CARGA MÁXIMA						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	58,95	63,76	67,27	66,63	67,15	
Naranjal	55,83	60,98	68,27	67,31	68,08 (tap=3)	
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA PUERTO INCA						
CARGA MÍNIMA						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	66,81	67,58	69,27	68,82	69,12 (tap=1)	
Naranjal	66,43	67,21	68,91	68,45	68,76	
ALTERNATIVAS IMPLEMENTADAS EN BARRA NARANJAL						
CARGA MÍNIMA						
Subestación	Cond. Norm. (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	Statcom (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)	
Puerto Inca	66,81	67,58	68,77	68,25	69,14	
Naranjal	66,43	67,21	69,39	68,61	69,96 (tap=1)	

Cuadro 4.16: Resultados de voltaje en las barras Puerto Inca y Naranjal para TAP = 1.

#### 4.4. Evaluación de los resultados obtenidos

En todo este capítulo 4 se han tratado diferentes alternativas que proporcionen cierto beneficio sobre el comportamiento del voltaje del área de interés, comprendida entre Puerto Inca y Naranjal (incluyendo el trayecto de la línea de subtransmisión), como primera condición se simuló y analizó el desempeño de implementar una línea de subtransmisión paralela entre la S/E Montero 2 y Puerto Inca, esta línea tendría una distancia de 37 km aproximadamente, con un calibre de conductor ACSR 266.8 a 69 kV, las demás características mecánicas y eléctricas son iguales a cualquier línea del mismo calibre presentadas en el diagrama de red. En base a ello, se logra visualizar cierta mejoría e incremento en la corrección del nivel de tensión, en Puerto Inca se ve un incremento de 1.85 kV y con respecto a Naranjal el valor es de 1.89 kV, aproximadamente un aumento del 2.78 % y 2.90 % respectivamente. Ciertamente la mejora se puede apreciar, pueden que ya no se encuentran muy por debajo de donde se mantenían al inicio, pero lamentablemente siguen sin poder presentar valores de operación que se encuentren dentro de la franja (0.95 p.u. - 1.05 p.u.).

Una buena parte del desarrollo del proyecto fue la implementación de una simulación en tiempo real utilizando a PowerFactory como la red de estudio, Matrikon OPC el servidor y Simulink, como la interfaz de SCADA, con ello se llevó a cabo simulaciones controladas que abarcaron: cortocircuitos controlados, incremento o disminución de carga, y apertura de líneas adicionales. Todo este trabajo de simulación concluyó en la implementación (debido al deplorable nivel de tensión aguas abajo) de FACTS en las barras de interés, Puerto Inca y Naranjal, siendo estos el segundo escenario. Se inicia con la instalación de una sistema STATCOM en la S/E Puerto Inca, este equipo consiste de un transformador de acople, un convertidor, y el conjunto Barra DC - Condensadores, como premisa se requiere analizar el comportamiento del STATCOM (y posteriormente el SVS) en dicha barra, para el primero caso, se obtiene una mejora de niveles de tensión considerable, aproximadamente un incremento de 4 kV en ambos puntos, es decir, prácticamente el doble de lo presentado con la implementación de la línea paralela (con respecto a Puerto Inca eso es un incremento del 6.75 % y para Naranjal 7.18 % del voltaje base en operación); para el equipo SVS instalado en la misma barra, se obtienen también valores satisfactorios que son muy similares y cercanos a los obtenidos con el STATCOM, prácticamente se repite ese doble incremento comparado con la línea de Montero 2 - Puerto Inca, en porcentaje se observa que la tensión en Puerto

Inca incrementa en un 6.63 % y Naranjal en 7.04 %.

El objetivo de colocar estos equipos es controlar el nivel de tensión inyectando reactivos a la red, siendo el setpoint o regulación los 69 kV base en alta tensión, se aprecia que para los 4 valores de tensión para cada equipo respectivamente, el STATCOM posee valores muy cercanos a la base (principalmente en Puerto Inca), de manera se presenta como primera alternativa viable la consideración en tal posición, puesto que mitiga los problemas de baja tensión asociados a esa zona de CNEL Milagro, disminuyendo así el impacto de futuras novedades, fallas que llegasen a presentarse. Pero para considerar lo siguiente, se debe analizar el impacto del STATCOM y SVS en la barra Naranjal (considerándose como mejor opción), el cual si se comparan los valores obtenidos con el STATCOM para dicho punto, se obtiene que la tensión en Naranjal satisface el requerimiento de llegar a 69 kV (69.01 kV para ser específicos), además de proporcionar una buena corrección de tensión en Puerto Inca (68.3 kV), lamentablemente se obtienen resultado pocos prometedores a lo que acontece al colocar un SVS en Naranjal, puesto que a pesar de entregar datos favorables en comparación a la línea previa, en Puerto Inca se ve un leve decaimiento en su valor, siendo de 67.74 kV, en comparación con los 68.97 kV instalados en Puerto Inca. Dicho esto, y considerando la premisa de mejorar y evitar futuras novedades de la entrega de energía en red, y para con el consumidor, un buen control del voltaje de transmisión es un punto fuerte de partida, debido a aquello se considera al STATCOM instalado en Naranjal como una de las mejores alternativas de mitigación o reducción de posibles anomalías que conciernen a la calidad del servicio entregado; este análisis toma peso y validación debido que al comparar los tiempos de respuestas entre los STATCOMS y SVS, se obtiene en Puerto Inca que los primeros actúan 130 ms más rápido que los SVS, y en Naranjal aproximadamente 30 ms de ventaja sobre estos últimos.

Como tercer escenario se tiene a los bancos de capacitores, esta alternativa fue considerada por el tema de operatividad y dimensionamiento, puesto que instalar un equipo FACT normalmente conlleva considerar una gran área de trabajo (ya sea por la instalación de barras DC o equipos de potencia), según la tabla 4.17 que se presenta a continuación se muestran todos los resultados discutidos previamente, desde los voltajes en condiciones normales de operación (sin presencia de ningún elemento o retiro de línea), hasta la adición de banco de capacitores, donde este último se pueden mostrar ciertos resultados de interés, más específicamente cuando se instala el capacitor en la barra de Naranjal, puesto que la tensión que presenta en su propia barra es de 70.65 kV que supera por 2.51 kV al valor entregado por los condensadores instalados en Puerto Inca, es más, inclusive el propio valor de Puerto Inca se ve mejor reflejado en el equipo instalado en la subestación Naranjal. Estos 3 escenarios, presentan una antesala a lo que posiblemente se pueda presentar con los escenarios próximos, donde la adición de banco de capacitores sea una alternativa adecuada, junto con la aplicación de los STATCOM (considerando mejores tiempos de respuesta que los SVS).

Alternativas implementadas en barra Puerto Inca					
Subestación	Condiciones Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	STATCOM (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,48	66,33	68,88	68,97	69,28 (tap=2)
Naranjal	63,24	65,13	67,73	67,82	68,14
Alternativas implementadas en barra Naranjal					
Subestación	Condiciones Normales (kV)	Línea Montero 2 - Puerto Inca (kV)	STATCOM (kV)	SVS (kV)	Bco. Cap. (kV)
Puerto Inca	64,48	66,33	68,30	67,74	69,39
Naranjal	63,24	65,13	69,01	68,16	70,65 (tap=2)

Cuadro 4.17: Comparación de alternativas implementadas en las barras Puerto Inca y Naranjal.

Puesto a que se posee cierta inclinación sobre las posibles mejores alternativas a emplearse, se procede a realizar un análisis más extenso, principalmente en el tópico de las cargas, debido a que se conoce cuan influyentes son las cargas presentes en la zona que comienza desde la S/E Puerto Inca. Por ello se realizan las simulaciones que conlleven a estados donde cada barra permanezca con carga máxima, mínima, sin carga, o una combinación de tales ejercicios (esto se explica mejor desde la tabla 4.6), dicho esto se comienza analizando el comportamiento para el primer caso con la combinación de cargas en dicha zona, según lo descrito en la tabla 4.7 la mejor combinación se producirá en el escenario 3 (sin cargas en las 3 barras), y pues este resultado era de esperarse puesto que no existe compromiso por parte de esta zona de la red, por ende existe un flujo de potencia comprometedor por dicha área, y por consecuente la variación de voltaje no depende de las cargas asociadas.

Para el segundo escenario global, se consideran los STATCOMS y SVS, donde la tabla 4.8 presenta los resultados para cada combinación de carga presente, lo interesante a destacar es ver como, por ejemplo,

al momento de ocurrir la carga máxima, cuando el equipo FACT es instalado en Naranjal, muestra cierta cercanía entre los valores de voltajes presentadas en ambas barra (en el escenario interno 3 se aprecia mejor este gap donde en Puerto Inca se presenta un valor de tensión de 68.07 kV pero en Naranjal el voltaje se mantiene en 65.50 kV, valor que cae fuera del límite inferior, caso que no ocurre en la barra Naranjal, donde la diferencia de ambos voltajes es de 1 kV, y se encuentran dentro del rango operacional); en el escenario de los SVS donde se aprecia una mejoría considerable es cuando este es instalado en Puerto Inca, aunque comparándolo con los tres posibles estados de carga se queda atrás cuando existe carga nominal y sin carga. Finalmente para el tema de los capacitores en la tabla 4.10 se aprecia una mejoría ya sea en Puerto Inca o Naranjal, siendo por ejemplo, para el caso de carga máxima se comporta mejor el instalado en Naranjal, pero al llegar al escenario interno 3, la mejor opción recae en Puerto Inca, de la misma manera para el caso nominal el instalado en Puerto Inca actúa casi a la par con el de Naranjal a excepción del primer escenario donde toda la carga mínima recae en Puerto Inca, por lo cual, y según el comportamiento presentado, la tendencia de mejoría en nivel de tensión recae en la instalación de equipos en la barra Naranjal.

Por último, surge la interrogante acerca de los escenarios propuestos y si aquellos mostrases cierta mejoría al trabajar conjuntamente con la manipulación controlada de taps en la transformadores asociados a Puerto Inca y Naranjal y tomando como referencia el resultado obtenido de los escenarios anteriores, se deduce que las alternativas que permiten que la red eléctrica pueda estar cerca de su valor nominal de 69 kV, son los bancos de capacitores y la implementación de FACTS (STATCOM y SVS) en la barra de Naranjal. En las tablas 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, se presentan los escenarios en donde se cambian los valores de posición de los taps de los transformadores ubicados en las subestaciones de Puerto Inca y Naranjal del 1 al 5, implementando los escenarios antes evaluadas con la finalidad de poder validar qué combinación permite al sistema regular y mantener su tensión dentro del rango nominal cercano a los 69 kV en las barras de Puerto Inca y Naranjal. Para ello, se analizó el primer escenario en donde el sistema se encuentra en condiciones normales sin compensación y se pudo apreciar que a pesar del valor que tome el tap del transformador, el nivel de tensión del sistema se mantiene en 64 - 65 kV, por debajo del valor nominal de 69 kV, lo que afirma que la red necesita de compensación reactiva adicional, para que el sistema pueda estar trabajando dentro del rango permitido del valor nominal de 69 kV. Como segundo escenario, se estudia la implementación de la línea de subtransmisión paralelo Montero 2 - Puerto Inca, en donde se observa que a pesar de que el tap tome valores diferentes el voltaje en las barras de Puerto Inca y Naranjal, es leve presentando una leve mejoría de 65 - 66 kV sin embargo, este valor sigue estando por debajo de su tensión nominal, lo que demuestra que esta alternativa es insuficiente para regular el nivel de tensión del sistema.

En el tercer escenario se implementa la adición del STATCOM en las barras de Puerto Inca y Naranjal, en donde se puede observar que cuando el tap se encuentra en la posición 1, 3, 4 y 5 el voltaje del sistema mejora, pero cuando el sistema trabaja en carga máxima se presentan caídas de voltaje. Cuando el tap se encuentra en posición 2, en la barra Naranjal tanto para carga nominal, máxima y mínima el voltaje se mantiene dentro del rango permitido cercano a su valor nominal de 69 kV, lo que significa que esta alternativa mantiene al sistema estable ante variaciones de carga. Al evaluar el cuarto escenario, se activa el SVS en donde se evidencia que su comportamiento es similar al STATCOM, con un valor de tensión ligeramente menor en comparación al obtenido en escenario 3 y aunque su rendimiento es aceptable ya que está dentro del rango nominal no lo hace la mejor opción puesto que obtiene valores menores que los obtenidos por el STATCOM. Al ejecutar el quinto escenario, con los bancos de capacitores, se puede apreciar que en los taps = 1, 3, 4, o 5; se tiende a obtener valores ligeramente mayores a los 69 kV lo que puede generar problemas de sobrevoltaje en el sector. Con tap = 2, se mantiene en sus variaciones de carga valores cercanos a su valor nominal y a pesar que sea un elemento fijo, su desempeño es muy eficiente en el sistema.

De la evaluación de estos escenarios, se puede deducir que solo el ajuste de los taps de los transformadores no es suficiente para que el sistema pueda nivelar su tensión a su valor nominal y entre todas las alternativas simuladas, el banco de capacitores y el STATCOM ubicados en la barra Naranjal con tap = 2, responden mejor al obtener un valor de tensión cercano a 69 kV. Por lo que, se evidencia que la mejor alternativa para poder controlar el valor de tensión de 69 kV con variación de carga corresponde a implementar un banco de capacitores con tap = 2 en la barra Naranjal, de igual manera la opción de instalar un STATCOM en dicha barra también es aceptable. Como existen ambas alternativas viables en la siguiente sección se analizan ambos elementos ante un escenario adicional, siendo este la implementa-

ción de un sistema fotovoltaico.

#### 4.4.1. Incorporación de generación distribuida (fotovoltaica) en barra Naranjal considerando carga estacionaria e irradiancia fija

Dentro de las alternativas presentadas para el análisis de mejora, se presenta la instalación de generación fotovoltaica, más específicamente una granja fotovoltaica, la consideración inicial dentro de este escenario es que la principal fuente de materia prima es el sol (irradiación solar), es por ello que la generación depende mucho de variables aleatorias, que pueden ser modeladas para representar de manera más cercana el comportamiento del mismo. Aparte de esto se deben considerar algunas observaciones al momento de definir esta generación distribuidas, una de ellas es la ubicación geográfica, Puerto Inca (y a su vez Naranjal) son de la provincia del guayas, es decir Costa, según el mapa de recurso solar presentado en [37], se exponen las diferentes áreas de radiación solar incidente en la país, donde la zona de Naranjal presenta un valor bajo de incidencia, no quiere decir que no sea posible la instalación de equipos fotovoltaicos, pero el aprovechamiento de estos no sería al máximo de su capacidad de trabajo en condiciones nominales.

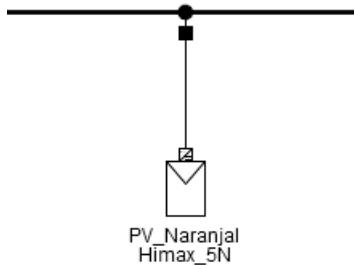


Figura 4.58: Sistema fotovoltaico ubicado en la barra Naranjal.

Con esta premisa en mente, se procede a colocar la representación de un sistema fotovoltaico en la barra Puerto Inca, dentro de la misma se pueden definir parámetros como el tipo de panel a utilizar, la ubicación geográfica (y con ello los parámetros de irradiancia, temperatura, etc), es por ello que se define trabajar con un panel policristalino marca Himax, a su vez, se actualizan los valores de corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto y V-Impp; adicionalmente, y para simular una instalación en la barra de Naranjal, se incluye la ubicación geográfica de esta misma, ángulo de inclinación y eficiencia del inversor (se asume una eficiencia del 95 % para el trabajo asignado).

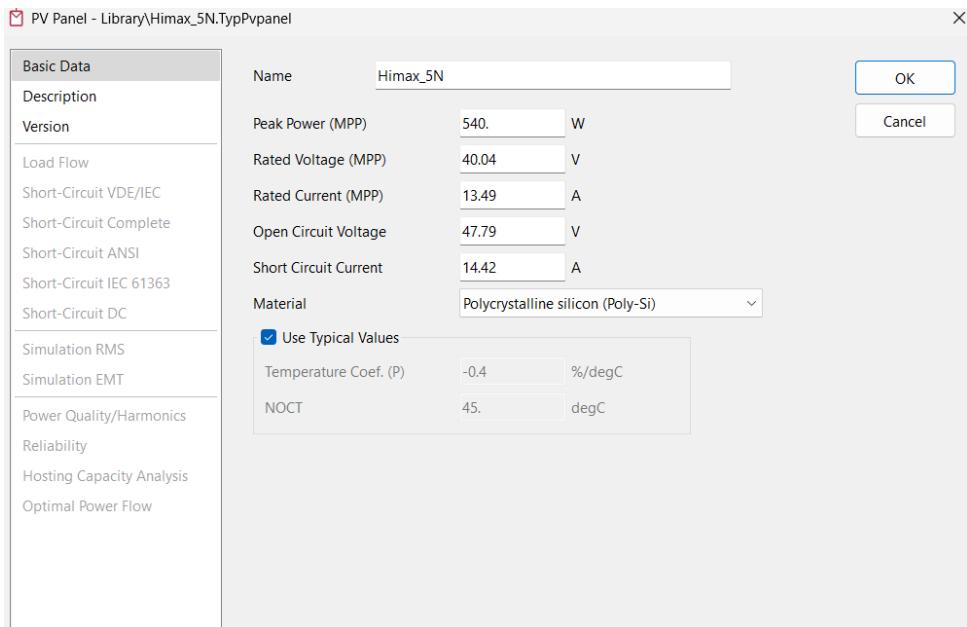


Figura 4.59: Parámetros del panel fotovoltaico.

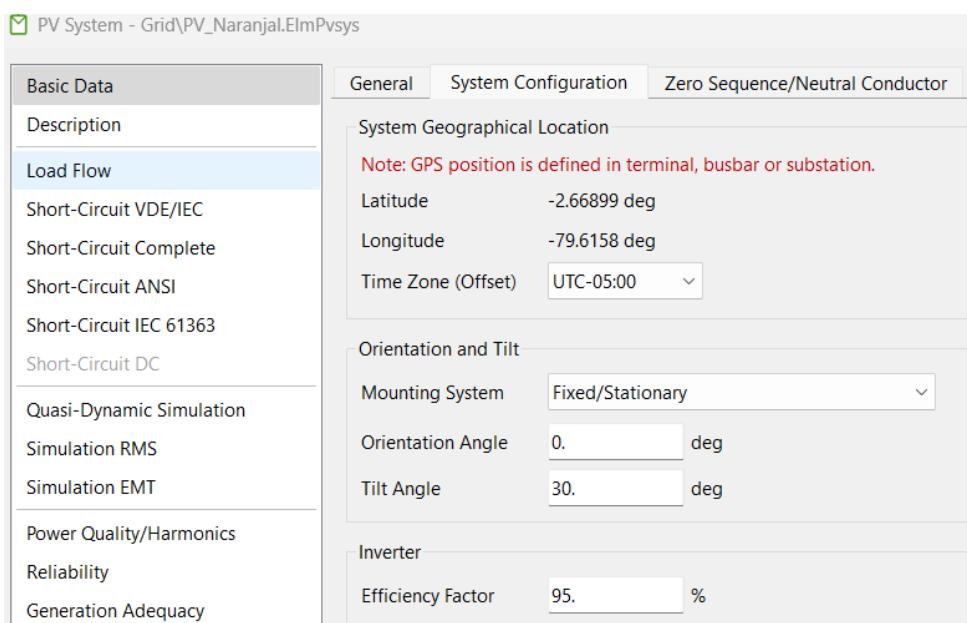


Figura 4.60: Configuraciones del sistema.

Con estos parámetros definidos, se procede a realizar las simulaciones con la implementación de esta generación distribuida, se establece una capacidad de 75 kVA como capacidad nominal inicial de trabajo, con el siguiente arreglo de inversores y paneles, obteniendo los siguientes resultados:

Model	Solar Calculation
Technology	3PH
Number of	
Parallel Inverters	300
Panels per Inverter	400
Ratings	
Rated Apparent Power	75. kVA
Rated Power Factor	1.

Figura 4.61: Parámetros de arreglo de sistema

Previo a la implementación del sistema fotovoltaico, fueron presentadas diferentes alternativas con varias combinaciones de cargas, taps de transformadores y elementos que ejercen una mejoría de tensión en la red, de tales escenarios propuestos uno de las mejores alterativas fue instalar un banco de capacitores en la barra de Naranjal, trabajando con un tap = 5 para el transformador asociado a esa área. Con esta premisa se procede a instalar un sistema de generación en base a energía solar en esa misma barra, con el objetivo de estudiar y analizar el comportamiento del banco de condensadores en los estados estacionarios y dinámico (influencia de generación distribuida en la red), para lo cual, y como punto de partida se presenta el comportamiento del sistema PV en la barra Naranjal y como este influye sobre la tensión descrita en ambos buses de interés. De igual forma, y como razón de estudio, se presenta también el efecto de corrección que entrega los condensadores ante la penetración de potencia por generación solar.

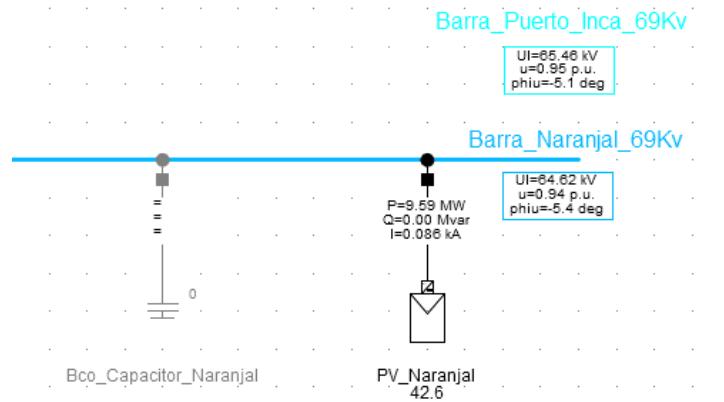


Figura 4.62: Voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal.

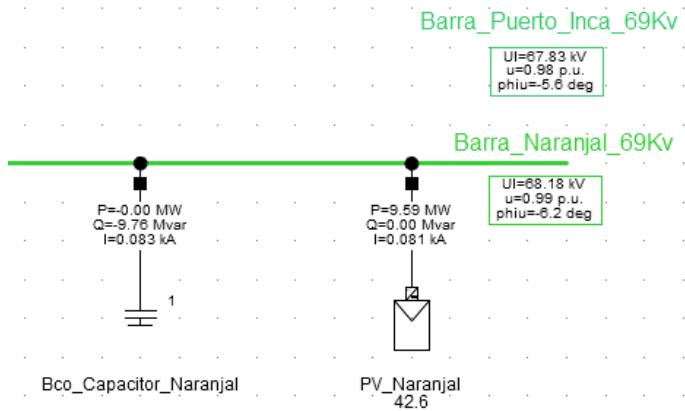


Figura 4.63: Voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal, incluyendo el control de reactivos.

El banco de capacitores es Switchable, es decir, sus taps son automáticos, debido a ello y ante la presencia de carga nominal en la red, este activa su primer tap para entregar aproximadamente 9.73 MVAR al sistema, sin la presencia de esta generación el tap operativo sería de valor 2, ciertamente en estado estacionario (análisis de flujo de potencia) se observa el correcto funcionamiento y accionar del equipo capacitivo, pero dentro de esta ecuación se emite una variable vital sobre el funcionamiento del sistema distribuida, y es el sol. Como tal generador solar depende de la radiación que incide sobre sus paneles, la inyección de activos a la red posee la misma relación lineal (únicamente hablando de manera operacional, sin llegar a más detalle), por ello el comportamiento del sistema PV no será homogéneo, ni mucho menos estacionario, razón por la cual se procederá a realizar un análisis adicional considerando el comportamiento real de un sistema de captación solar en 1 día tipo, asimismo se evaluará la respuesta del banco de capacitores ante la variación de activos producidas por el generador, con el fin de observar la respuesta, ya sea fija o continua de los condensadores durante el transcurso del día de estudio.

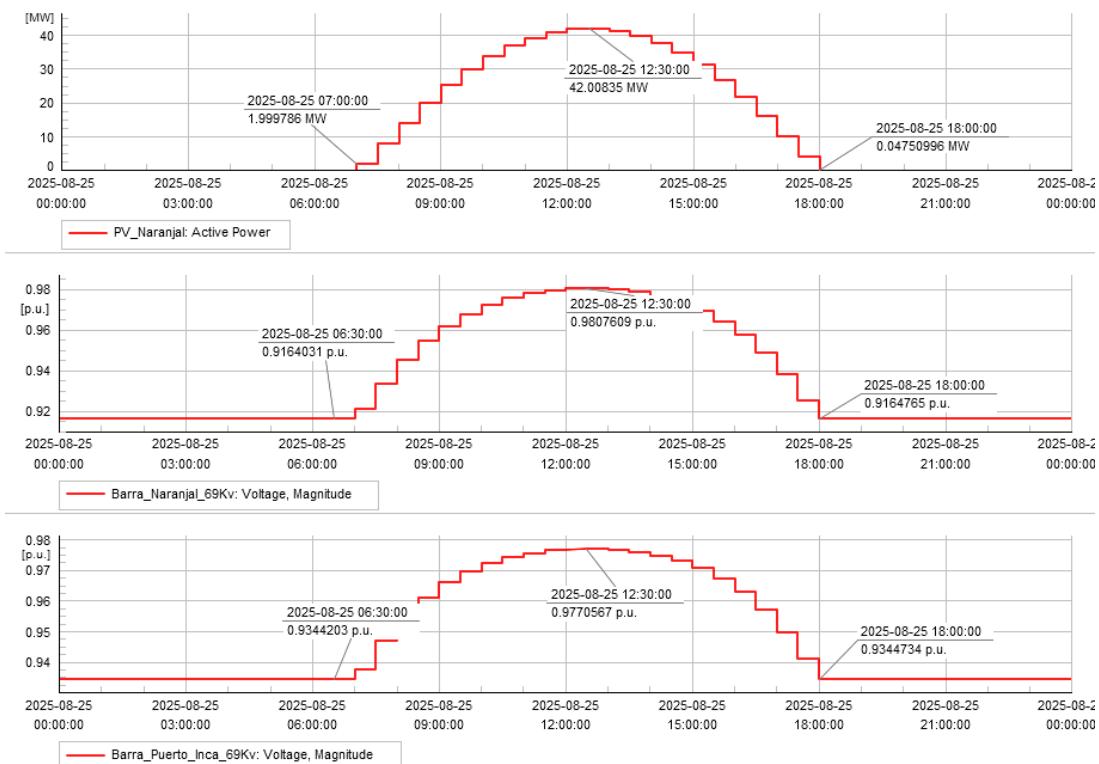


Figura 4.64: Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (sin condensador).

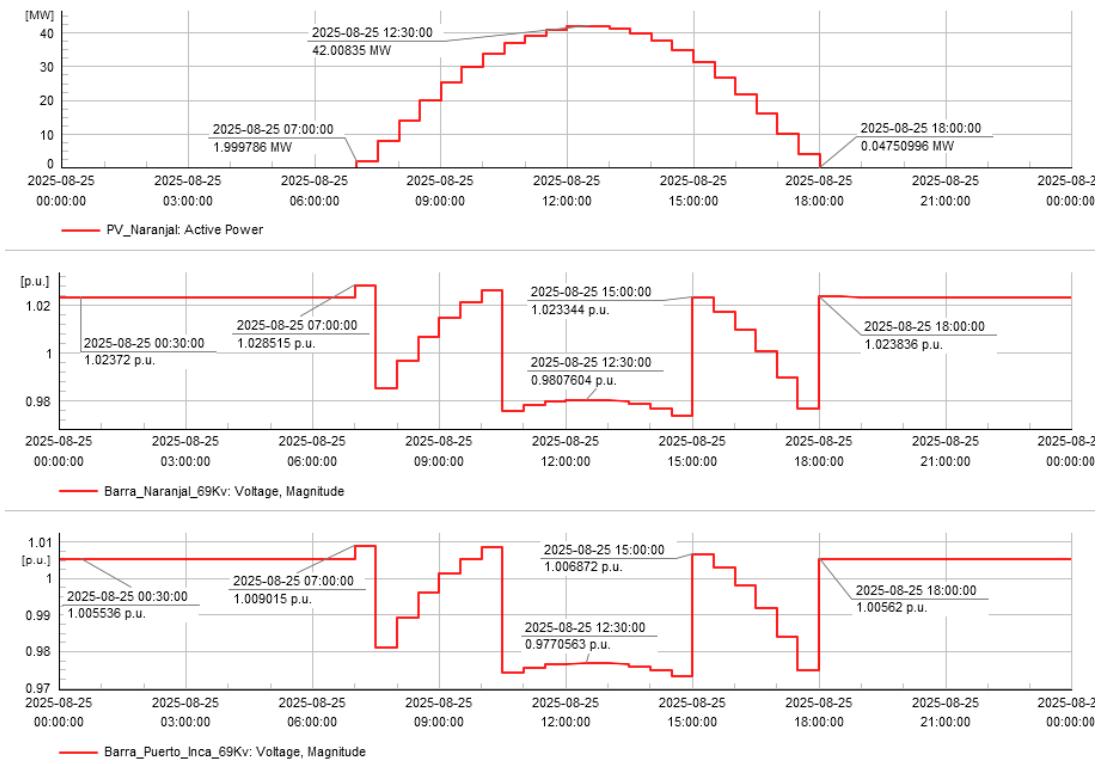


Figura 4.65: Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (banco de condensadores).

Se puede apreciar un perfil de tensión variable, tanto en la barra de Puerto Inca como Naranjal, específicamente se aprecia como el banco de capacitores hace su mejor esfuerzo para mantener el nivel de voltaje dentro de los parámetros de operación admitidos; en la figura 4.65, primer gráfico se puede visualizar la curva asociada a la generación de potencia activa por parte de la granja fotovoltaica, se pueden destacar dos puntos claves, primero se define la ubicación geográfica de la subestación Naranjal, en base a ello y al cálculo que involucra a la irradiancia (Directa y difusa) se determina el comportamiento del generador solar, el cual posee una curva típica, siendo este poca o nula generación a horas de madrugada hasta aproximadamente alrededor de las 6:00 - 7:00 a.m., seguido de un crecimiento casi cuadrático hasta llegar al pico (que se estima entre 12:00 - 12:30 a.m.), decayendo la producción de activos hasta las 18:00 p.m.. Y como segunda observación, al no poseer control alguno sobre el desarrollo del voltaje (con cargas en estado nominales), la tensión sigue el perfil de potencia activa entregada por el sistema PV, llegando inclusive a elevar y reducir el nivel de tensión, lamentablemente este comportamiento no es controlado por nadie hasta que entra en juego el banco de capacitores, que como se puede apreciar, definitivamente actúa más de 2 veces por día como lo haría con generación estacionaria.

Independiente del comportamiento obtenido para la inclusión del banco de capacitores, otra alternativa altamente plausible es la de instalar el STATCOM en la misma barra, o sea, en Naranjal puesto que esta también arroja buenos resultados de tensión durante las pruebas de diferentes cargas, debido a ello se presentan a continuación su comportamiento con la generación fotovoltaica en estado estacionario (flujo de potencia) y considerando su generación de activos en 1 día tipo.

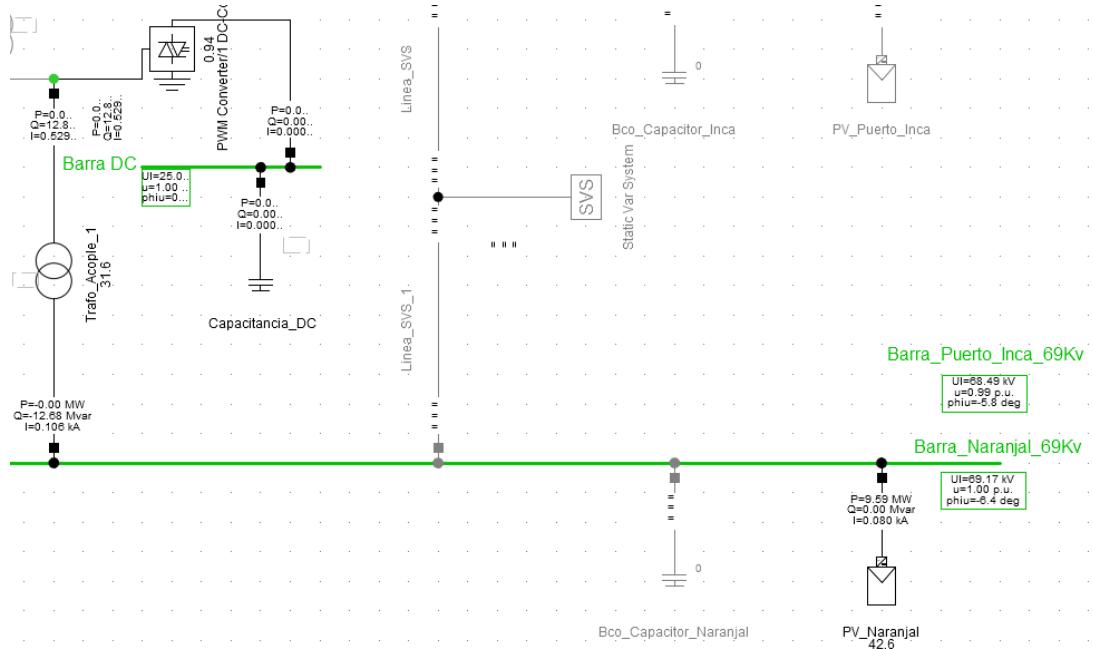


Figura 4.66: Perfil de voltaje con la inyección de generación fotovoltaica en barra Naranjal, incluyendo STATCOM.

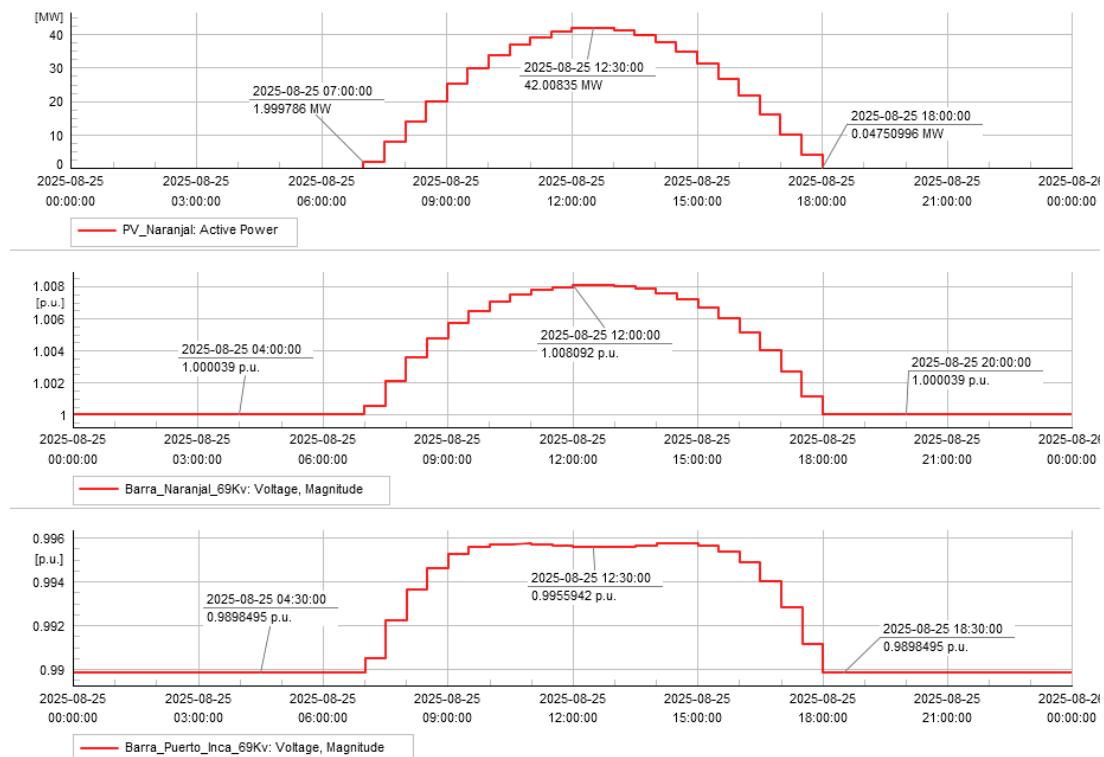


Figura 4.67: Curva de generación fotovoltaica y nivel de tensión durante el día (STATCOM).

Efectivamente, y en función de las gráficas obtenidas se puede observar cierto comportamiento interesante, tal observación se la hace la curva por pasos presente durante el transcurso de 1 día cuando opera el banco de capacitores, puesto que se visualizan ciertos cambios bruscos de tensión durante el día. Se hace referencia a la figura 4.65, donde ella comienza desde las 0:00 a.m. con un voltaje de 1.023 p.u. (ciertamente el condensador se encuentra activado desde el inicio), a las 7:00 a.m. existe un leve incremento de aproximadamente 0.005 p.u. aún manteniéndose con sus pasos iniciales (step = 2), 30 minutos después

cuando empieza a crecer la generación fotovoltaica existe una caída de tensión a un valor de 0.985 p.u., reduciendo así 1 paso menos para tal condensador (step = 1), nuevamente retoma un nivel de tensión superior a las 10:00 a.m. de 1.026 p.u. (step = 2), para bajar bruscamente a las 10:30 a.m. en 0.975 (step = 1), de ahí hasta las 12:30 p.m., pese a aumentar el voltaje hasta 0.980 p.u. se sigue manteniendo el paso previo. Para las 15:00 p.m. el voltaje sube hasta 1.023 p.u. (step = 2), para luego decrecer hasta valores de 0.976 p.u. a las 17:30 p.m. (step = 1), y finalmente se estabiliza en 1.023 p.u. (step = 2) hasta finalizar el día, en total el tap asociado al banco de capacitores actuó 7 veces durante todo el período de 24 horas; sin contar que para 1 semana serían aproximadamente 49 veces (se redondea a 50 para mejor comprensión lectora), 1 mes equivaldría a 200 veces, donde finalmente para 1 año el número de veces que estuvo actuando el control automático del capacitor sería de 2400 activaciones, claro, considerando un día tipo con fuerte presencia solar desde las 7:00 a.m. hasta las 18:00 p.m., si existiesen factores climáticos adversos, o variaciones bruscas durante el día, pudiese aumentar las veces que se realizaría el control de tensión por parte del banco de capacitores.

En comparación con el STATCOM durante el transcurso de todo el día, el cual con su tap de trabajo (step = 1), mantuvo el nivel de tensión de la barra Naranjal entre 1.000 p.u. y 1.008 p.u., prácticamente mantuvo su paso fijo durante el transcurso del período asignado, además se puede apreciar este efecto en el voltaje presente en la barra de Puerto Inca.

#### **4.4.2. Incorporación de generación distribuida (fotovoltaica) en barra Naranjal considerando perfiles de carga e irradiancia**

Como se mencionó en la sección previa, se realizaron simulaciones con presencia de generación fotovoltaica considerando un valor de irradiancia fijo, dicho valor fue de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a su vez las cargas involucradas pertenecían al régimen de estacionarias, es decir, mantenían su valor invariable durante el transcurso del día. Con el simple hecho de presentar una generación tipo fotovoltaica, el banco de condensadores respondió varias veces durante el transcurso del día, puede que se pudo apreciar este control constante del mismo, pero en dicho escenario se asumieron excelentes condiciones climáticas para su simulación, esto no quiere decir que la curva de generación sea errónea, sólo que no se consideran los verdaderos perfiles de generación ante condiciones reales de operación (incluyendo además perfiles de carga más acordes a los presentados en la data histórica).

En base a ello, y para poner nuevamente a prueba ambas mejores alternativas, se simula y comprueba el comportamiento del banco de capacitores y STATCOM en la barra Naranjal ante la presencia de un perfil de carga diario e incidencia variable (este tipo de perfiles se los conoce como características globales en DigSILENT PowerFactory).

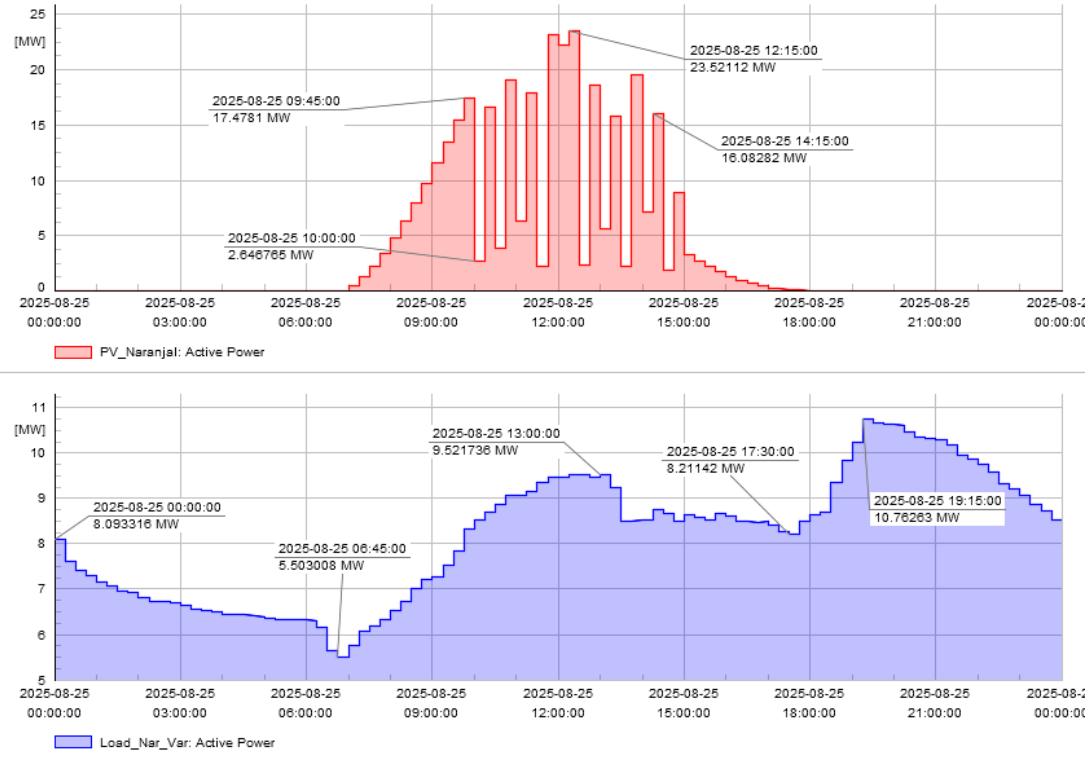


Figura 4.68: Potencia generada por sistema fotovoltaica con irradiancia no fija y perfil de carga diario en barra Naranjal.

Se visualiza la típica curva de carga en la segunda imagen de la figura 4.68, posee un estilo propio de perfiles industriales (por el hecho de mantener valores elevados en horas de la madrugada) con rasgos residenciales (hora prime time alrededor de las 19:00 p.m.), de la misma manera, en la primera imagen se aprecia el comportamiento de la granja solar ante la presencia de condiciones adversas en comparación a la sección previa (principalmente poca irradiación y/o aparición no deseada de nubes que obstruyen la recepción en los paneles solares). Este comportamiento no estacionario repercute en la operativa del banco de capacitores instalado en Naranjal, más que nada en la regulación del voltaje durante todo el día (considerando ambas barras de interés), por lo cual en las siguientes figuras se comparte el desempeño de los condensadores, y a su vez, también se incluirá el comportamiento del STATCOM instalado en la misma barra.

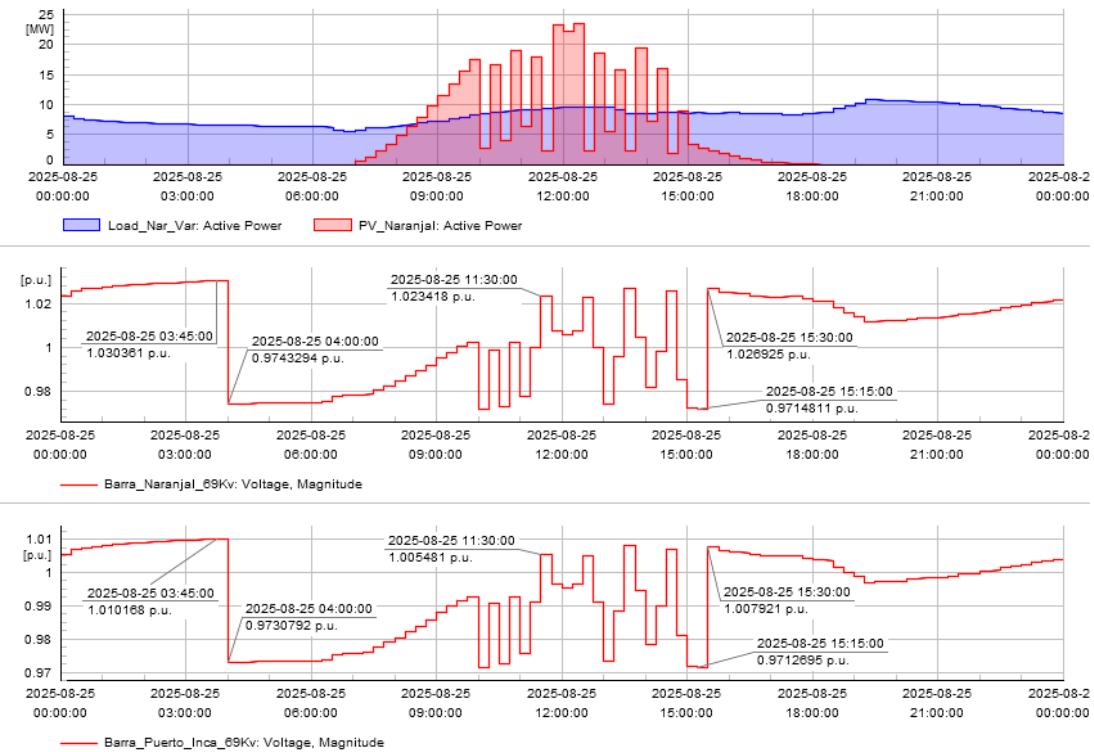


Figura 4.69: Perfiles de carga y generación fotovoltaica junto al voltaje en las barras Naranjal y Puerto Inca empleando banco de capacitores.

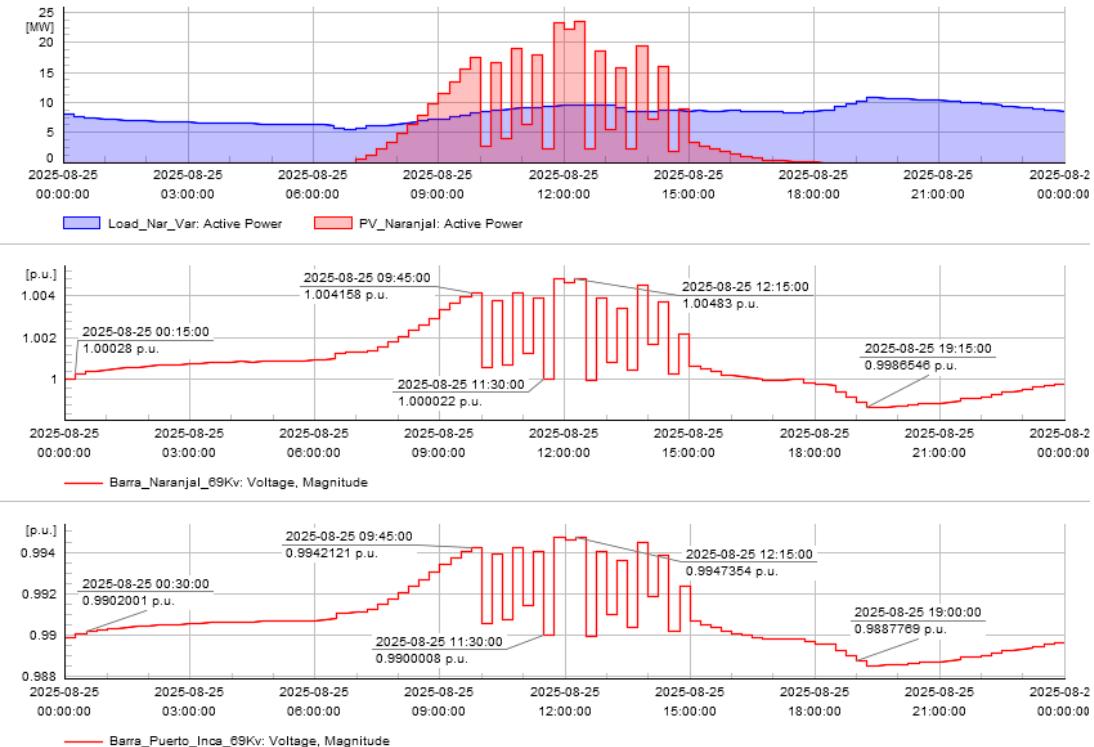


Figura 4.70: Perfiles de carga y generación fotovoltaica junto al voltaje en las barras Naranjal y Puerto Inca empleando STATCOM.

Como se pudo apreciar, el accionar del capacitor es muy frecuente, al estar bajo penetración con irradiancia fija y nubosidad controlada este se cada paso se activaba aproximadamente 7 veces, pero como

fue mostrado, cuando el escenario es distinto, y tanto la carga como la propia generación distribuida no es estacionaria en el tiempo, los condensadores deben adaptarse a los cambios bruscos presentes en el sistema, de manera que actúan unas 15 veces aproximadamente durante el día, en menos de 1 mes eso equivale a 420 veces prácticamente le doble que lo expuesto ante condiciones más favorables, incitando así a una mayor afectación sobre la calidad de energía, que se traduce a una mayor frecuencia de transientes en la red; por otra parte se puede visualizar un comportamiento totalmente distinto con el STATCOM, primero, efectivamente existe cierta variación de tensión durante el día, pero esta es mínima, su máximo valor es de 1.004 p.u. y su valle es de 0.998 p.u., la diferencia entre estos dos valores es de 0.006 p.u. prácticamente despreciable en comparación con los picos y valles presentes con los condensadores, por ello el paso actual del capacitor no varia durante la operativa, y segundo, el control de tensión por parte del STATCOM respeta la característica o perfil producido por la generación fotovoltaica, esto se debe a que a diferencia de los bancos de capacitores donde el nivel de tensión varía por cada vez que entra o sale un paso (regulación discreta por bloques fijos), con el equipo FACT esto se lo hace de manera continua y dinámica, evitando así picos o sobretensiones no deseadas.

## Capítulo 5

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. Conclusiones generales del trabajo

- Se implementó un gemelo digital en DigSILENT PowerFactory que replica fielmente las características del SNI Milagro. Este sistema digital incorpora características propias de los conductores utilizados así como las distancias en km de cada línea de subtransmisión, respetando su topología y nivel jerárquico troncal y ramal. El gemelo digital implementado se concentra en las rutas y elementos eléctricos que afecten directa o indirectamente el tramo analizado Puerto Inca - Naranjal; asimismo comprobó a través del diseño del gemelo digital que la línea de subtransmisión Montero - Puerto Inca, es la única responsable de transferir energía hacia las barras de Puerto Inca y Naranjal (el nodo California es representado en el diagrama y es considerado para las simulaciones, por el nivel de carga que maneja esta subestación).
- Se logró replicar el comportamiento del gemelo digital, mediante la integración de datos históricos proporcionados por la Unidad de Negocio CNEL EP UN Milagro, en donde se pudo asociar valores de carga al sistema, validando el nivel de voltaje en las subestaciones de Puerto Inca y Naranjal en condiciones normales.
- Se verificó mediante información proporcionada por CNEL EP UN Milagro que las fallas asociadas a cortos no representaban un problema significativo puesto que, en el año 2022 se presentaron un total de 15 fallas monofásicas, 6 fallas bifásica y 1 falla trifásica. Sin embargo, mediante simulaciones se pudo comprobar que en condiciones normales, el problema principal que presentaba el tramo Puerto Inca - Naranjal, es el bajo nivel de tensión que opera la red la cual está por debajo de su valor nominal de 69 kV.
- Se pudo evidenciar mediante simulaciones de escenarios como: variación de carga, retiro de línea y cambio de taps en los transformadores de las subestaciones de Puerto Inca y Naranjal, que el acoplamiento de una linea de subtransmisión paralela al tramo Montero - Puerto Inca, no mejora significativamente el nivel de tensión del sistema.
- El uso de STATCOM y SVS efectivamente proporcionan una mejora significativa al momento de realizar control de tensión en las barras de interés, adicionalmente se verificó mediante varias simulaciones sus respectivos tiempos de respuesta al momento de injectar reactivos a la red, donde se concluyó que los STATCOM presentan tiempos de respuesta más rápidos que los compensadores estáticos, razón para ser considerados como buena alternativa durante el desarrollo del trabajo investigativo.
- Se concluye que la instalación de un banco de capacitores en la barra de Naranjal proporcionará el correcto ajuste de tensión ante la presencia de cargas en estado estacionario y la propia topología de la red, pero si se tratase de controlar su zona y áreas aledañas ante la presencia de generación distribuida (estado dinámico) es preferible considerar el uso de equipos tales como los STATCOM, puesto que su respuesta ante variaciones en la red será más robusta y con mejores tiempos de respuesta.

## 5.2. Recomendaciones para futuras investigaciones

- Se recomienda, para futuras simulaciones implementar más elementos que conformen el SNI como son: subestaciones ramales, protecciones, cargas dinámicas, entre otros; que permitan realizar una simulación más cercana al comportamiento típico del sistema eléctrico.
- Se propone profundizar en el uso de scripts en DigSILENT y su comunicación con el software Matrikon OPC, para poder analizar y evaluar escenarios de contingencias aplicados en toda la red eléctrica, así como también sus respuestas de control automático, ya que de esta manera se ayuda a mantener y/o mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema.
- Se sugiere considerar la implementación de STATCOM en la subestación Naranjal, ya que ofrece una rápida respuesta al sistema mejorando y estabilizando la tensión nominal de la red eléctrica. Sin embargo, si se desea priorizar lo económico el SVS es la mejor opción, ya que demostró al igual que el STATCOM una mejora notable en la regulación del nivel de voltaje. Se recomienda usar el SVS en sectores donde no existe un nivel crítico de caída de tensión.
- Como punto de investigación a futuro se recomienda el analizar la integración de inteligencia artificial y machine learning, para poder predecir fallas en el sistema y mejorar así la optimización del flujo de potencia.
- Por último, en el campo de ciberseguridad, es primordial proteger la comunicación OPC, para ello se recomienda implementar autenticación y cifrado de datos. Así también, los sistemas de simulación y operación deberán mantenerse en redes segmentadas para mitigar riesgos de intrusión a la red. La integración de sistemas que permitan detectar accesos no autorizados o intentos de ataque es fundamental, así como, la aplicación de políticas estrictas de confidencialidad que eviten la divulgación de información. Idear planes de contingencia y brindar capacitación continua al personal profesional, sobre los ataques cibernéticos permitirá garantizar la continuidad operativa y la seguridad del sistema.

# Bibliografía

- [1] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Información operativa, 2025. Accedido el 23 de julio de 2025.
- [2] Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. Unidad de negocio milagro, 2025. Accedido el 23 de julio de 2025.
- [3] Geoportal corporación nacional de electricidad cnel ep, 2025. Accedido: 17 de agosto de 2025.
- [4] Hanan Tariq, Stanislaw Czapp, Sarmad Tariq, Khalid Mehmood Cheema, Aqrarib Hussain, Ahmad H. Milyani, Sultan Alghamdi, and Z. M. Salem Elbarbary. Comparative analysis of reactive power compensation devices in a real electric substation. *Energies*, 15(12):4453, 2022.
- [5] Conoce los diversos tipos de bancos de capacitores, 2022. Accedido: 9 de septiembre de 2025.
- [6] Cómo funciona una central fotovoltaica, —. Accedido: 9 de septiembre de 2025.
- [7] VDE. Vde association for electrical, electronic information technologies. 2023.
- [8] K. Guo S. Xiong W. Feng J. Guo, Q. Wu and J. Xue. Study on the construction and application of digital twins on high voltage transmission line live working scenes. 2021.
- [9] R. S. P. Kumar. Digital twin technology for fault detection in electrical transmission systems. In *IEEE Transactions on Power Systems*, pages 58–66. IEEE, 2020.
- [10] W. L. Y. Zhang. Contingency planning and optimization in power transmission networks using digital twin models. In *Journal of Electrical Engineering Technology*, pages 897–929. IEEE, 2021.
- [11] H. Loayza y L. Mario C. Camacho, J. Patricio. Desarrollo de un gemelo digital de las estaciones de manipulación y clasificación del sistema de producción modular mps 500 de festo. 2023.
- [12] J. Marmillo y G. Biedenbach J. Toth. Development of a digital twin for the determination of transmission line conductor asset health. 2019.
- [13] Ministerio de Telecomunicaciones (MINTEL). Mintel sigue conectando a las islas galápagos inaugura punto digital gratuito y presenta proyecto gemelos digitales. Pagina web, 2024. <https://www.telecomunicaciones.gob.ec/mintel-sigue-conectando-a-las-islas-galapagos-inaugura-punto-digital-gratuito-y-presenta-proyecto-gemelos-digitales/>.
- [14] X. Zhihua Y. Jiaxuan W. Zifeng y Z. Xin Z. Wenhan, H. Chuncheng. Application of digital twin system in power transformer fault detection. 2024.
- [15] M. N. A. S. Z. R. R. M. M. F. D. Q. H. M. G. H. O. A.-R. Diaa-Eldin A. Mansour. Applications of iot and digital twin in electrical power systems: A comprehensive survey. 2023.
- [16] S. S. C. K. P. H. J. N. Pavol Mulinka. Optimizing a digital twin for fault diagnosis in grid connected inverters – a bayesian approach. 2022.
- [17] H. Zhang y A. Liu F. Tao. Digital twin in industry: State-of-the-art. In *Journal of Manufacturing Systems*, pages 1–13. IEEE, 2018.
- [18] Y. Li y L. Zhang. Enhancing infrastructure management through the application of digital twins in power systems. 2020.

- [19] R. Smith y M. Brown. Challenges in managing power transmission lines: Monitoring, maintenance, and the role of emerging technologies. In *Energy Policy*, pages 102–110. Springer, 2019.
- [20] P. Wang y Q. Hu D. Jones. Implementation of digital twins in high-voltage power transmission networks. In *Energy Systems*, pages 287–302. Springer, 2021.
- [21] F. Garcia y S. Martínez. Digital twins for structural fault detection in critical infrastructures: A case study in power grids. 2022.
- [22] Ai-based early warning systems integrated with digital twins: New trends in infrastructure management. In *Journal of Applied Artificial Intelligence*, pages 315–334. Springer, 2021.
- [23] Rodrigo Ricardo. Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia: Tipos, Cálculos y Protecciones, May 2025. Consultado el 23 de julio de 2025.
- [24] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [25] IEEE Power & Energy Society. Ieee guide for application of shunt power capacitors, 2018. IEEE Std 1036-2010.
- [26] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR). Plan maestro de electricidad 2018–2027. capítulo 4: Expansión de la generación. Technical report, Gobierno del Ecuador, Quito, Ecuador, September 2019.
- [27] Ministerio de Energía y Minas. El gobierno nacional firmó histórica inversión en proyectos fotovoltaicos en españa, June 2025. Boletín de prensa.
- [28] Gabriel Sebastián Inca Yajamín, Daniel Fernando Cabrera Carrión, Dalton Fabián Villalta Gualán, Rodrigo Cristóbal Bautista Zurita, and Hernán David Cabrera Carrión. Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinaria*, 7(3):9493–9509, 2023.
- [29] Parthiban Perumal, Agileswari K. Ramasamy, and Au Mau Teng. Performance analysis of the digsilent pv model connected to a modelled malaysian distribution network. *International Journal of Control and Automation*, 9(12):75–88, 2016.
- [30] Wilson Israel Fonseca Muñoz. Modelamiento de centrales fotovoltaicos en digsilent power factory, considerando mecanismos de control de potencia activa y reactiva. Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2017.
- [31] Ieee recommended practice for monitoring electric power quality, 2019.
- [32] Electromagnetic compatibility (emc) – part 4-30: Testing and measurement techniques – power quality measurement methods, 2015.
- [33] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). Regulación Nro. ARCONEL-001/24: Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano. PDF, Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), September 2024. Sesión de Directorio del 4 de septiembre de 2024.
- [34] American National Standards Institute (ANSI). ANSI C84.1: American National Standard for Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz). Standard, 2016. Voltage tolerances in power systems. Referenced by PG&E documentation.
- [35] European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC). EN 50160: Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. Standard, 2010. Defines characteristics of voltage quality in Europe.
- [36] Standards Australia/Standards New Zealand. AS/NZS 3112: Approval and test specification – Plugs and socket-outlets. Standard, 2017. Defines voltage tolerances in Australia and New Zealand.
- [37] Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP). Estudio de Potencial Solar Fotovoltaico del Ecuador. Folleto de Proyectos Fotovoltaicos ECU 2024. PDF, Folleto informativo, May 2024. Primera edición, distribución gratuita, elaborado por CELEC EP con cooperación de la Agencia Francesa de Desarrollo y Tractebel.