

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO DE GRADO

**DIAGNÓSTICO 2021 DE LA OPERACIÓN EN RÉGIMEN
PERMANENTE DEL STI MEDIANTE FLUJOS DE
POTENCIA**

(Proyecto de grado para optar el grado de Ingeniero Eléctrico)

Por: JAVIER MAMANI MAMANI

Tutor: MSc. Ing. SAMUEL EMERANO NIN ZABALA

LA PAZ – BOLIVIA

Marzo, 2024



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DIAGNÓSTICO 2021 DE LA OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA

RESUMEN

Las bondades y defectos de la operación en régimen permanente de un Sistema Eléctrico de Potencia pueden determinarse mediante la solución de las variables de Estado, considerando las variables de control, y de perturbación. Este proceso es analizado para datos históricos de varios escenarios (o instantes) de la gestión 2021 aplicado al Sistema Troncal Interconectado nacional, el cual es administrado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). Los aspectos identificados y que han merecido la atención para la realización del diagnóstico de las condiciones de equilibrio entre oferta (generación) y demanda (consumo) son: 1) La calidad de voltaje; 2) las pérdidas de potencia activa; y 3) la verificación de que de magnitud de flujo de potencia activa sea en lo posible mayor que la potencia reactiva. La realización de este diagnóstico ha requerido un modelo de optimización de la potencia reactiva que en definitiva permite obtener parámetros mejorados de los aspectos señalados y compararlos con los obtenidos por el CDNC. Los resultados finales muestran que todos los escenarios analizados en general tienen las bondades señaladas, verificando y validando así los resultados históricos

Dedicatoria

El presente proyecto quiero dedicarla a mis padres Humberto y Balbina por su esfuerzo y sacrificio, por lograr que mi vida brinde beneficio a la sociedad.

Agradecimiento

A:

Dios por su infinito amor y haberme brindado la oportunidad de terminar el presente proyecto.

Mis queridos padres (Humberto y Balbina) por todo su apoyo brindado y mis hermanos(as) por su apoyo incondicional.

Mi tutor al MSc. Ing. Samuel Emerano Nin Zabala por su colaboración, apoyo, enseñanza, orientación y motivación constante para poder terminar el presente proyecto de grado.

La Universidad Mayor de San Andrés, Facultad de Ingeniería y a la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

ÍNDICE GENERAL:

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.2. ANTECEDENTES.....	2
1.2.1. DESARROLLO DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA.....	3
1.2.1.1. LOS GRANDES DESCUBRIMIENTOS.....	4
1.2.1.2. APORTE DE MICHAEL FARADAY.....	5
1.2.1.3. ACTUALIDAD Y FUTURO.....	5
1.2.2. EL ANÁLISIS NUMÉRICO.....	6
1.2.3. MODELAMIENTO DE PROBLEMAS DE INGENIERÍA.....	6
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.4. OBJETIVOS.....	7
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	7
1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	8
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	8
1.6. ALCANCE.....	9
CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA Y TOPOLÓGICA DEL SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO BOLIVIANO.....	10
2.1. DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA Y TOPOLÓGICA DEL SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO BOLIVIANO.....	11
2.2. DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA.....	13
2.3. DESCRIPCIÓN TOPOLÓGICA DE LA RED DE ALTA TENSIÓN.....	15
2.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA TROCAL DE INTERCONEXIÓN.....	16
2.4.1. GENERACIÓN.....	17
2.4.2. TRANSMISIÓN.....	18
2.4.3. DISTRIBUCIÓN.....	18
2.4. SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO.....	19
2.4.1. ÁREA 1 SISTEMA NORTE (DEPARTAMENTOS: LA PAZ Y BENI).....	20
2.4.2. ÁREA 2 SISTEMA CENTRAL (DEPARTAMENTOS: COCHABAMBA Y ORURO).....	22
2.4.3. ÁREA 3 SISTEMA ORIENTAL (DEPARTAMENTO: SANTA CRUZ).....	23
2.4.4. ÁREA 4 SISTEMA SUR (DEPARTAMENTOS: CHUQUISACA, POTOSÍ Y TARIJA).....	25
2.4.5. INTERCONEXIÓN ENTRE LAS CUATRO ÁREAS: NORTE, CENTRAL, ORIENTAL, Y SUR.....	27
2.5. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA MEM.....	28

2.5.1. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	28
2.5.2. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	29
2.5.3. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	29
CAPÍTULO III: CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A TRAVÉS DE CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA	30
3.1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A TRAVÉS DE CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA.....	31
3.2. CURVAS DE GENERACIÓN DE LA GESTIÓN 2021.....	34
3.2.1. CURVA TOTAL DE LOS AGENTES DE GENERACIÓN	35
3.2.2. AGENTES DE GENERACIÓN POR FACTOR DE PARTICIPACIÓN	35
3.2.3. COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA POR ESTACIONES DEL AÑO	37
3.3. CURVA TOTAL DE DEMANDA DE LA GESTIÓN 2021	39
3.3.1. CURVA DE DEMANDA DE LOS AGENTES DE DISTRIBUCIÓN.....	42
3.3.2. CURVA DE DEMANDA DE LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS	44
CAPÍTULO IV: DATOS DE ELEMENTOS PASIVOS Y ACTIVOS DEL STI	48
4.1. ELEMENTOS PASIVOS Y ACTIVOS DEL STI.....	49
4.2. ELEMENTOS PASIVOS DEL STI	49
4.3. ELEMENTOS ACTIVOS DEL STI	52
4.4. DIAGRAMA UNIFILAR	54
4.5. DIAGRAMAS UNIFILARES PARA LOS ESCENARIOS A ANALIZAR	54
CAPÍTULO V:.....	56
MODELO MATEMÁTICO CLÁSICO REPRESENTADO POR EL SISTEMA DE ECUACIONES PARA RESOLVER VARIABLES DE ESTADO	56
5.1. CONCEPTO DE MODELO MATEMÁTICO	57
5.2. MODELO MATEMÁTICO PARA RESOLVER EL “ESTADO” DE UN SEP EN RÉGIMEN PERMANENTE.....	57
5.2.1. LA LEY DE OHM PARA UN SEP	57
5.3. NOTACIÓN CIENTÍFICA A EMPLEAR:.....	58
5.4. TIPOS DE NODO EN UN SEP Y SOLUCIÓN DE V.E.	59
5.5. CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA COMO APLICACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE V.E.	60
5.6. CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA DE UN AUTOTRASFORMADOR	61
CAPÍTULO VI: MODELO PARA OPTIMIZACIÓN DE VARIABLES DE CONTROL Y ESTADO	63
6.1. CONCEPTO DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA	64

6.2. MODELO MATEMÁTICO PARA RESOLVER EL “ESTADO ÓPTIMO” DE UN SEP EN RÉGIMEN PERMANENTE.....	64
6.3. TRATAMIENTO DE LAS VARIABLES VC, VP, y VE	64
6.4. TIPOS DE NODO EN UN SEP Y SOLUCIÓN DE V.E.	65
6.5. ALGUNOS ELEMENTOS PASIVOS DE LA RED RESULTAN SER VARIABLES A OPTIMIZAR	65
6.6. MODELO MATEMÁTICO PARA HALLAR LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DE ESTADO.....	66
6.6.1. FUNCIONES MULTIOBJETIVO	66
6.6.2. RESTRICCIONES	67
6.6.3. RESTRICCIONES DE LOS LÍMITES DE TAPS EN LOS TRASFORMADORES	68
6.6.4. RESTRICCIONES DE LOS LÍMITES DEL MÓDULO DEL VOLTAJE NODAL.....	68
CAPÍTULO VII: DIAGNÓSTICO TÉCNICO	69
7.1. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE ESCENARIOS A REPRODUCIR.....	70
7.2. DIAGNÓSTICO TÉCNICO DE UN SEP.....	70
7.3. PARÁMETROS PARA EL ANÁLISIS DE DIAGNÓSTICO.....	71
7.4. DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE ESCENARIOS	72
7.5. TABLAS DE RESUMEN DE SOLUCIÓN DE ESTADO CLÁSICA Y SOLUCIÓN CON POTENCIA REACTIVA OPTIMIZADA.....	106
CAPÍTULO VIII: RESULTADOS NUMÉRICOS PARA LA SOLUCIÓN CLÁSICA DE VARIABLES DE ESTADO	112
Y	112
SOLUCIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA	112
8.1. RESULTADOS NUMÉRICOS PARA LA SOLUCIÓN CLÁSICA DE VARIABLES DE ESTADO Y SOLUCIÓN CON OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....	113
CAPÍTULO IX: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SOLUCIÓN CLÁSICA CON LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA.....	114
9.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SOLUCIÓN CLÁSICA CON LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA	115
CAPÍTULO X: CONCLUSIONES.....	118
10.1. CONCLUSIONES	119
CAPÍTULO XI: RECOMENDACIONES.....	121
11.1. RECOMENDACIONES.....	122
CAPÍTULO XII: ANEXOS	123
12.1. BIBLIOGRAFÍA.....	124
12.2. ELEMENTOS PASIVOS	126

12.3. ELEMENTOS ACTIVOS.....	127
12.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA Y REACTANCIA EN p.u.	130
12.4.1. MAGNITUDES ELÉCTRICAS EN p.u. Y CAMBIO DE BASE.....	131
12.4.2. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA LÍNEAS EN SERIE	132
12.4.3. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA LÍNEAS EN PARALELO.....	133
12.4.4. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA AUTOTRANSFORMADORES EN PARALELO	133
12.4.5. RESOLUCIÓN DE VARIABLES DE ESTADO	135
12.5. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE AMPL-IDE	137
12.6. TIPOS DE DIAGRAMAS UNIFILARES	140
12.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR LAY – OUT O “DISPOSICIÓN ESPACIAL”	140
12.6.2. DIAGRAMA UNIFILAR OPERATIVO (ORTONORMAL).....	140
12.6.3. DIAGRAMA UNIFILAR SEMI LAY-OUT	141
12.6.4. DIAGRAMA UNIFILAR ORTONORMAL SIMPLIFICADO PARA FLUJOS DE POTENCIA ...	141
12.7. DESCRIPCIÓN DE LA INTERACCIÓN EXCEL – AUTOCAD PARA EL DESPLIEGUE DE RESULTADOS.	141
12.8. INTERACCIÓN EXCEL CON EL AUTOCAD.	142
DIAGRAMAS UNIFILARES MOSTRANDO RESULTADOS DE FLUJOS DE POTENCIA	151

ÍNDICE DE FIGURAS:

Figura 1.1. Rotor Electromagnético - Faraday	5
Figura 2.1. Zonas geográficas de Bolivia.....	12
Figura 2.2. Descripción geográfica en territorio boliviano “año – 2022”	13
Figura 2.3. Subestación Santivañez (Cochabamba).....	14
Figura 2.4. Subestación Warnes (Santa Cruz).....	15
Figura 2.5. Diagrama Unifilar del STI - 07/02/2022	17
Figura 2.6. Diagrama Unifilar STI-u.....	20
Figura 2.7. Diagrama subdividido por sistemas (STI – u)	27
Figura 3.1. Curva promedio diario de la demanda entre los años 2018 a 2021	33
Figura 3.2. Curva promedio diario de generación en central Guaracachi, años 2018 a 2021	34
Figura 3.3. Curva periódica semanal de la distribuidora DELAPAZ en junio de 2021	34
Figura 3.4. Generación total del 2021	35
Figura 3.5. Porcentaje de participación de los agentes de generación	36
Figura 3.5(a). Generación del agente ENDE ANDINA	36
Figura 3.6. Porcentaje de generación por estaciones	38
Figura 3.7. Generación total por estaciones	38
Figura 3.8. Demanda total del 2021	39
Figura 3.8 (a). Porcentaje de participación de las demandas.....	40
Figura 3.9. Demanda total del 2018	41
Figura 3.10. Demanda total del 2019	41
Figura 3.11. Demanda total del 2020	41
Figura 3.12. Curva promedio diario de la demanda entre los años 2018 a 2021	42
Figura 3.13. Curva promedio diario de la demanda de los agentes de distribución.....	42
Figura 3.14. Porcentaje de demanda por estaciones de los agentes de distribución.....	43
Figura 3.14(a). Demanda del agente de distribución CRE	44
Figura 3.15. Curva promedio diario de la demanda de los consumidores no regulados	45
Figura 3.16. Porcentaje de demanda por estaciones de los consumidores no regulados	46
Figura 3.16(a). Demanda del consumidor no regulado EMSC	46
Figura 4.1. Línea de transmisión Santivañez – San José con un nivel de tensión de 230 kV. Ubicado en el departamento de Cochabamba - Bolivia	50
Figura 4.2. Transformador Cumbre con relación de transformación de tensión 230/115 kV	51
Figura 5.1. Sistema de control de un SEP – proceso de solución.....	59

Figura 5.3. Circuito “ π ” equivalente	62
Figura 6.1. Sistema de control de un SEP – proceso de solución óptima	65
Figura 7.1. Voltajes y ángulos del área norte (LPZ y BEN)	74
Figura 7.2. Voltajes y ángulos del área central (ORU Y CBB)	74
Figura 7.3. Voltajes y ángulos del área oriental (SCZ).....	75
Figura 7.4. Voltajes y ángulos del área sur (POT, CHQ Y TAR)	75
Figura 7.5. Potencia total de generación (activa y reactiva) – PF y ROPF	108
Figura 12.1 Símbolo de resistencia.....	126
Figura 12.2 Símbolo del capacitor	127
Figura 12.3 Símbolo del inductor	127
Figura 12.4 Tipos de fuente de tensión	128
Figura 12.5 Tipos de función de corriente y tensión	128
Figura 12.9 Triángulo de potencias	129
Figura 12.10 Curva de trabajo de potencia activa	129
Figura 12.11 Triángulo de potencias	130
Figura 12.12 Curva de trabajo de potencia reactiva.....	130
Figura 12.13 Elementos Activos	135

ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla 2.1. Generación bruta (MWh) - 2021.....	17
Tabla 2.2. Instalaciones de Transmisión en el STI (general)	18
Tabla 2.3. Empresas de Distribución	19
Tabla 2.4. Consumidores No Regulados	19
Tabla 2.6. Nodos del sistema norte.....	21
Tabla 2.7. Arcos o líneas del sistema norte	21
Tabla 2.8. Autotransformadores del sistema norte	22
Tabla 2.9. Nodos del sistema central	22
Tabla 2.10. Arcos o líneas del sistema central.....	23
Tabla 2.11. Autotransformadores del sistema central	23
Tabla 2.12. Nodos del sistema oriental	24
Tabla 2.13. Arcos o líneas del sistema oriental	24
Tabla 2.14. Autotransformadores del sistema oriental.....	25
Tabla 2.15. Nodos del sistema sur.....	26
Tabla 2.16. Arcos o líneas del sistema sur	26
Tabla 2.17. Autotransformadores del sistema sur	27
Tabla 2.18. Interconexión entre los cuatros sistemas	28
Tabla 3.1. Participación de los 36 escenarios	32
Tabla 3.2. Generación total del 2021	35
Tabla 3.2(a). Generación del agente ENDE ANDINA.....	37
Tabla 3.3. Generación por estaciones	37
Tabla 3.4. demanda por estaciones de los agentes de distribución	43
Tabla 3.4(a). Demanda del agente de distribución CRE.....	44
Tabla 3.5. demanda por estaciones de los consumidores no regulados	45
Tabla 3.5(a). Demanda del consumidor no regulado EMSC	47
Tabla 4.1. Datos esenciales de elementos pasivos de los equipos	49
Tabla 4.2. Base de Datos de elementos pasivos del STI (área norte)	52
Tabla 4.3. Base de Datos de elementos activos del STI (área norte)	53
Tabla 4.4. Resumen de S.E. y líneas ausentes, desconectados en la gestión 2021.....	55
Tabla 4.5. Resumen de diagramas unifilares	55

Tabla 7.1. 36 escenarios ideales cubren todas las combinaciones	71
Tabla 7.2. 16 escenarios con información disponible del CNDC.....	71
Tabla 7.3. Balance de potencia por áreas.....	73
Tabla 7.4. Balance de potencia por áreas.....	79
Tabla 7.5. Balance de potencia por áreas.....	82
Tabla 7.6. Balance de potencia por áreas.....	86
Tabla 7.7. Balance de potencia por áreas.....	89
Tabla 7.8. Balance de potencia por áreas.....	93
Tabla 7.9. Balance de potencia activa	96
Tabla 7.10. Balance de potencia por áreas.....	100
Tabla 7.11. Balance de potencia por áreas.....	103
Tabla 7.12A. Resumen de solución de estado de 16 escenarios	106
Tabla 7.12B. Resumen de solución con optimización de la potencia reactiva de 16 escenarios	106
Tabla 7.13. Resumen de generación de 16 escenarios.....	107
Tabla 7.14. Resumen de generación de los 16 escenarios con optimización de la potencia reactiva	108
Tabla 7.15. Resumen: soluciones de estado clásicas de 16 escenarios	109
Tabla 7.16. Resumen: solución de estado optimizando potencia reactiva para los 16	109
Tabla 7.17. Estado de carga según Índice para los 16 escenarios	111
Tabla 8.1. Resumen de escenarios modelados y resueltos	113
Tabla 9.1. Análisis comparativo de solución de los escenarios	116
Tabla 9.2. Estados de carga, magnitud flujo Activo y Reactivo, solución Clásica.....	116
Tabla 9.3. Estados de carga, magnitud flujo Activo y Reactivo, solución Óptima.....	117
Tabla 12.1. Datos calculados de resistencia, reactancia y susceptancia.....	131
Tabla 12.2. Balance de flujos de los nodos simplificados	134
Tabla 12.3. Resultados de factores	134
Tabla 12.4. Datos de demanda de potencia activa y reactiva	135
Tabla 12.5. Evolución del hardware y software	138

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

El diagnóstico de escenarios de sistemas eléctricos de potencia, constituye un aspecto de verificación y reproducción diferida de la realidad. Es importante para determinar bondades y deficiencias de la operación en régimen permanente. La corrección de deficiencias permite afirmar que se logrará mejorar tanto la calidad y la eficiencia del uso de los equipos componentes del mismo. No está demás señalar que la energía eléctrica es un insumo fundamental para lograr el desarrollo de actividades económicas y culturales de un país o una región. Recordemos que, en el caso boliviano, el párrafo II del artículo 20 de la constitución política del Estado Plurinacional de Bolivia, señala claramente:

Es responsabilidad del Estado, en todos sus niveles de gobierno, la provisión de los servicios básicos a través de entidades públicas, mixtas, cooperativas o comunitarias. En los casos de electricidad, gas domiciliario y telecomunicaciones se podrá prestar el servicio mediante contratos con la empresa privada. La provisión de servicios debe responder a los criterios de universalidad, responsabilidad, accesibilidad, continuidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y cobertura necesaria; con participación y control social.

En otros términos, el diagnóstico de escenarios de la gestión 2021, a través de un análisis técnico, permite indagar posibles defectos operativos incurridos en dicho periodo. Toda crítica constructiva emergente de dicho análisis no tiene otro propósito que mejorar las decisiones técnicas respaldadas mediante la aplicación de conocimientos especializados y por cierto muy puntuales.

1.2. ANTECEDENTES

El sector eléctrico de un país o región apoya a todos los demás sectores económicos productivos, otorgando el suministro de energía eléctrica, que es el insumo principal para las actividades productivas, administrativas y culturales que marcan su progreso y desarrollo.

Al presente, un SEP continúa siendo objeto de investigación, análisis, modelación, para diferentes propósitos, de los cuales podemos citar: la planificación; el diagnóstico de su desempeño; la calidad del servicio (continuidad) y del producto (variación de la frecuencia y el voltaje); el sistema de protecciones; etc.

El desarrollo del Sistema interconectado Nacional (SIN), es resultado del crecimiento las empresas que conforman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Sin lugar a dudas que dichas empresas tienen la obligación de planificar sus actividades futuras en base a Diagnóstico de la Operación en diversos escenarios, para luego agregar o retirar equipos que minimicen las inversiones bajo restricciones de seguridad y calidad en cualquier escenario, incluyendo mínima o máxima demanda. Para tal propósito, se deben recopilar y administrar cuidadosamente grandes cantidades de datos (actuales e históricos) de la red de alta tensión (AT).

Hoy en día tenemos a disposición poderosas herramientas para encarar el análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, sea en régimen permanente o en régimen transitorio e inclusive en modelos de control automático tanto en el lado de la demanda (DSM Demand Side Management) como también en el lado de la oferta (AGC Automatic Generation and Control). En tal sentido, desde el punto de vista académico, mientras haya posibilidad, no podemos dejar de lado el uso de estas herramientas, que permiten evaluar el nivel de conocimiento para la obtención del título profesional.

1.2.1. DESARROLLO DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

La ingeniería eléctrica es la rama de la ingeniería que se ocupa de las aplicaciones prácticas de la electricidad en todas sus formas “incluidas las del campo de la electrónica”, además de que juega un papel vital en el desarrollo tecnológico de la sociedad moderna. Abordemos algunos puntos centrales, repasando su historia y evaluando su actualidad.

La ingeniería eléctrica también es una disciplina que se ocupa del desarrollo de tecnologías para producir y aplicar la electricidad para una amplia gama de aplicaciones prácticas. Los ingenieros eléctricos diseñan y construyen centrales eléctricas, sistemas de telecomunicaciones, instalaciones eléctricas en edificios, sistema eléctrico de vehículos de transporte, el diseño y control de electrodomésticos o incluso de maquinaria eléctrica industrial.

En este sentido, la ingeniería eléctrica es la rama que se ocupa de la “corriente pesada”: la luz eléctrica y los sistemas y aparatos de potencia; mientras que la electrónica se ocupa de aplicaciones de «corriente ligera»: teléfonos y comunicaciones por radio, computadoras, radares y automatización.

Los fenómenos eléctricos atrajeron la atención de los pensadores europeos en el siglo XVII. Entre los pioneros más notables se incluyen: Ludwig Wilhelm Gilbert y Georg Simon Ohm, de Alemania; Hans Christian Ørsted, de Dinamarca; André-Marie Ampère, de Francia; Alessandro Volta, de Italia; Joseph Henry, de los Estados Unidos, y Michael Faraday, de Inglaterra.

Se puede decir que la ingeniería eléctrica surgió como disciplina en 1864, cuando el físico escocés James Clerk Maxwell resumió las leyes básicas de la electricidad en forma matemática y demostró que la radiación de la energía electromagnética viaja a través del espacio a la velocidad de la luz.

La primera aplicación práctica de la electricidad fue el telégrafo, inventado por Samuel F. B. Morse en 1837. La necesidad de ingenieros eléctricos no se sintió hasta unos 40 años más tarde, tras la invención del teléfono (1876), por Alexander Graham Bell, y de la lámpara incandescente (1878), por Thomas A. Edison. Estos dispositivos y la primera central de Edison, en la ciudad de Nueva York (1882), crearon una gran demanda de personas capacitadas para trabajar con electricidad.

1.2.1.1. LOS GRANDES DESCUBRIMIENTOS

El descubrimiento de la emisión termoiónica “el «efecto Edison»”, un flujo de corriente a través del vacío de una de sus lámparas, fue la primera observación de corriente en el espacio.

Hendrik Antoon Lorentz, de Países Bajos, postuló la teoría electrónica de la carga eléctrica en 1892; y en 1897, J. J. Thomson, de Inglaterra, demostró que la emisión termoiónica fue de hecho causada por partículas cargadas negativamente (electrones).

Esto condujo al trabajo de Guillermo Marconi, de Italia; de Lee de Forest, de los Estados Unidos, y muchos otros que sentaron las bases de la ingeniería de radio. En 1930, se introdujo el término «electrónica» para abarcar la radio y las aplicaciones industriales de los tubos electrónicos.

Desde 1947, cuando John Bardeen, Walter H. Brattain y William B. Shockley inventaron el transistor, la ingeniería electrónica ha estado dominada por las aplicaciones de dispositivos electrónicos de estado sólido, entre los que también se encuentran el diodo semiconductor y el circuito integrado.

1.2.1.2. APORTE DE MICHAEL FARADAY

Nacido en 1791, Michael Faraday no recibió una educación científica tradicional, sino que al convertirse en aprendiz de encuadernador, aprendió sobre temas científicos de los libros con los que trabajaba. En 1814, Faraday viajó por toda Europa con Davy durante 18 meses, conociendo a muchos científicos y perfeccionando su conocimiento. A su regreso, trabajó en experimentos químicos con él durante varios años antes de publicar, en 1821, su investigación sobre la rotación electromagnética, que es el principio detrás del motor eléctrico. Ahí nació la ingeniería eléctrica. Demostró que un imán podía inducir una corriente eléctrica en un cable, con el que convirtió la energía mecánica en energía eléctrica. Este descubrimiento demostró que la electricidad tenía un enorme potencial para el desarrollo tecnológico; ya no tenía que estar confinada en un laboratorio.

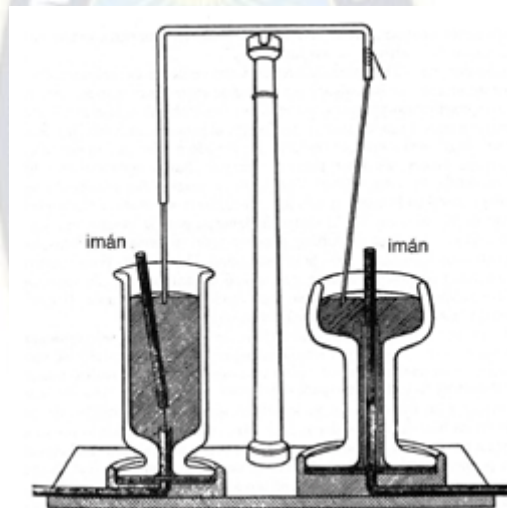


Figura 1.1. Rotor Electromagnético - Faraday

Fuente: <https://www.scielo.br/j/rbef/a/jfcMcZXBb3dvkCrNzyVmVgP/#>

1.2.1.3. ACTUALIDAD Y FUTURO

¿Poder comprobar el contenido de un refrigerador durante las vacaciones? ¿Botas que puedan alertar a los trabajadores sobre condiciones ambientales inseguras? ¿Comida entregada por dron? Lo que eran sueños hace una década ahora son realidades.

Los microchips que podían albergar menos de 100,000 transistores en la década de 1970, hoy pueden almacenar más de 50,000 millones, puesto que la Ley de Moore, que establece

la cantidad de transistores que se pueden empaquetar en un microchip, se duplica cada dos años.

En un mundo cada vez más tecnológico, los ingenieros eléctricos son cada vez más requeridos por la sociedad ya sea dentro de diversas industrias, como la de las telecomunicaciones, la de los automóviles y la de las energías renovables. [13]

1.2.2. EL ANÁLISIS NUMÉRICO

La matemática como área de conocimiento presenta varias ramas, como la geometría, el álgebra, la probabilidad, o el análisis numérico. Ésta última, se centra en el estudio de los distintos métodos que permiten resolver problemas matemáticos que algebricamente no tienen solución, y en los que los valores numéricos son la referencia fundamental. La finalidad de esta área de las matemáticas es resolver mediante heurísticas o algoritmos, sistemas de ecuaciones que el álgebra no puede hacerlo. [12]

El análisis numérico proporcionará todo el andamiaje necesario para llevar a cabo todos aquellos procedimientos matemáticos empleando simples cálculos numéricos. [13]

1.2.3. MODELAMIENTO DE PROBLEMAS DE INGENIERÍA

Las matemáticas son el lenguaje de las ciencias y la ingeniería. Utilizando este lenguaje, el modelamiento busca representar fenómenos y resolverlos. Éste es en general complejo, y un modelo, por definición, es una simplificación abstracta de un sistema o un fenómeno que se pretende explicar aplicando las leyes de la física. Como tal, debe ser capaz de capturar sus características más salientes y relevantes, las cuales dependen de las preguntas que el modelo busca responder. [14]

A medida que las empresas eléctricas han crecido en tamaño y el número de interconexiones ha aumentado, la planificación de futuras expansiones se ha vuelto cada vez más compleja. El costo creciente de adiciones y modificaciones ha hecho imperativo que las empresas de servicios públicos consideren una variedad de opciones de diseño y realicen estudios detallados de los efectos sobre el sistema de cada opción, en base a una serie de supuestos: condiciones de operación normales y anormales, cargas pico y fuera del pico, y años presentes y futuros de operación. Un gran volumen de datos de red debe también ser recogido y manejado con precisión. Para ayudar al ingeniero en la

planificación de sistemas de potencia, se usan computadoras digitales y programas informáticos muy desarrollados y complejos.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El diagnóstico técnico de la operación de un SEP es un análisis del funcionamiento de los distintos componentes que conforman su infraestructura, y que nos permite establecer las condiciones actuales para atender tanto la oferta como la demanda. Desde el punto de vista económico, un SEP es la infraestructura del mercado eléctrico mayorista (MEM). El objetivo del diagnóstico es establecer niveles de criticidad alta media o baja, los cuales nos permitan elaborar planes de acción correctiva derivados de estos hallazgos.

Tras obtener toda la información para reproducir un Estado del SIN boliviano, el desafío que viene a continuación es el desarrollo de un modelo propio de la red de AT para aplicar un software propio del IIIE que resuelve las variables de estado de la red y luego calcula los Flujos de Potencia. Solo a través de este procedimiento dicho análisis permitirá diagnosticar si el desempeño técnico fue o no aceptable, para ello se validará con otro software, que, a diferencia del primero, permite hallar el Flujo Óptimo de Potencia Reactiva.

Los escenarios para nuestro diagnóstico contemplan fechas y horas elegidas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC). La información otorgada por esta entidad puede agruparse en dos categorías de datos: elementos activos y elementos pasivos.

Elementos activos: potencias de generación y demanda; módulos de voltajes nodales; potencia de reactores y bancos de capacitores.

Elementos pasivos: resistencia, reactancia y susceptancia en líneas de transmisión, así mismo la cantidad de circuitos, y su capacidad de diseño. Y para autotransformadores: resistencia, reactancia, posición del tap, y su rango discreto de variabilidad.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

- El objetivo general es comprobar la solución de Variables de Estado de régimen permanente más los flujos de potencia para el Sistema Troncal Interconectado de Bolivia, para escenarios operativos históricos, realizados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), para ello, es necesario reproducir dichas

soluciones en base a los datos proporcionados por dicha institución. El Sistema Eléctrico de Potencia para este propósito tiene 101 nodos y 115 arcos (86 líneas de transmisión y 29 transformadores). Además de comprobar las soluciones, se pretende verificar si éstas cumplen la calidad de voltaje en nodos, si el estado de carga de líneas de transmisión y autotransformadores son aceptables, si el nivel de pérdidas global y el específico para cada línea y autotransformador son aceptables.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Resolver el problema clásico que consiste en definir preliminarmente tipos de nodo, y resolver el sistema de ecuaciones conteniendo las variables de estado, para finalmente aplicar dicha solución al cálculo de flujos de potencia.
- Resolver la solución de flujo óptimo de potencia reactiva. A diferencia del problema clásico, aquí dejamos que el módulo de voltaje, en los nodos de generación, sean variables de estado a optimizarse, lo mismo las potencias reactivas a generar, de modo que el valor total de dichas potencias sea mínimo. Así mismo, el perfil de voltaje nodal esté delimitado dentro de un ancho de banda definido por la calidad de voltaje (0.95 a 1.05).
- A partir de los resultados, analizar los resultados del problema clásico: i) perfil de voltajes, ii) los límites de capacidad de las líneas y los transformadores; iii) la posición de tap en cada autotransformador; y, iv) las opciones de regular la potencia reactiva empleando bancos de capacitores, o reactores, según sea necesario subir o bajar el voltaje en cada nodo.


1.5. JUSTIFICACIÓN

No existe una instancia jerárquica que califique las actividades del CNDC, tal vez debería hacerlo el ente regulador (la AETN), sin embargo, académicamente a través de la universidad tenemos posibilidad de validar los modelos y sus resultados, para luego emitir recomendaciones a manera de “críticas constructivas” tendientes a mejorar la operación futura del MEM en la medida de las posibilidades.

No hay duda de la eficacia de la administración del MEM a través del CNDC, sin embargo, sobre su eficiencia no está dicha la última palabra, razón por la cual se justifica la realización de trabajos de investigación como el presente proyecto de grado.

1.6. ALCANCE

- Se modela el STI boliviano para régimen permanente
- Se utilizan datos de elementos activos proporcionados por el CNDC. Gran parte de los elementos activos se obtienen a través del Sistemas de Medición Comercial (SMEC).
- Se reproduce la topología de la red de AT también en base a la información proporcionado por el CNDC a través de la base de datos de elementos pasivos.
- Para la parte de optimización, solo se desarrolla un modelo de optimización de la potencia reactiva (MVAR), y no así de la potencia activa (MW), ya que este último requiere de un modelo de Despacho Económico de Carga, aspecto que está fuera del alcance del presente proyecto de grado.
- Un resultado inmediato de la optimización de potencia reactiva, implica la posición de la regulación de voltaje de los autotransformadores del STI y la conexión o desconexión de reactores o bancos de capacitores



CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN
GEOGRÁFICA Y TOPOLÓGICA
DEL SISTEMA TRONCAL
INTERCONECTADO
BOLIVIANO

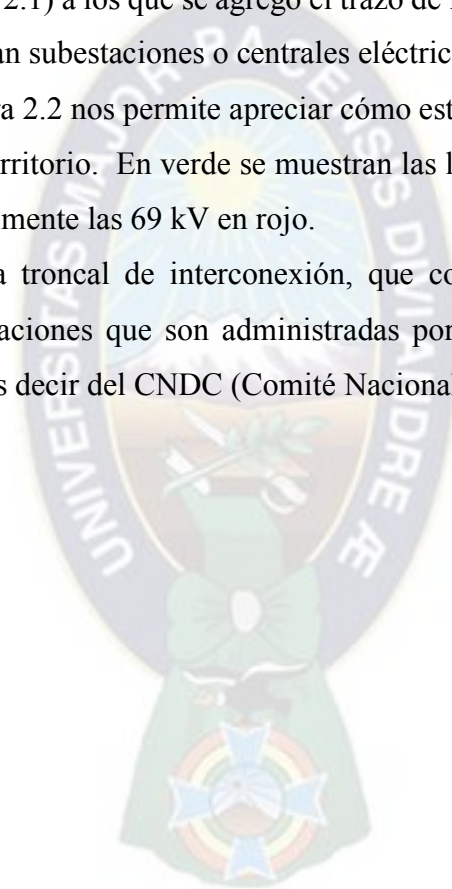
2.1. DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA Y TOPOLÓGICA DEL SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO BOLIVIANO

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de una país o región, se trata de un sistema de gran escala por el espacio físico que abarca, no es tan simple visualizar, porque por su extensión física, no está al alcance de nuestra vista para verlo objetivamente en un solo vistazo.

En consecuencia, tenemos que hacer uso de recursos que permitan representar un SEP o partes importantes, tales como mapas geográficos (como el mapa físico de Bolivia mostrado en la figura 2.1) a los que se agregó el trazo de la línea de transmisión y algunos puntos que representan subestaciones o centrales eléctricas (véase figura 2.2).

En particular, la figura 2.2 nos permite apreciar cómo está trazada la red de AT a lo largo y ancho de nuestro territorio. En verde se muestran las líneas de 230 kV, en azul oscuro las de 115 kV, y finalmente las 69 kV en rojo.

El STI es el sistema troncal de interconexión, que contiene solamente las líneas de transmisión y subestaciones que son administradas por el ente coordinador del sector eléctrico boliviano, es decir del CNDC (Comité Nacional de Despacho de Carga).



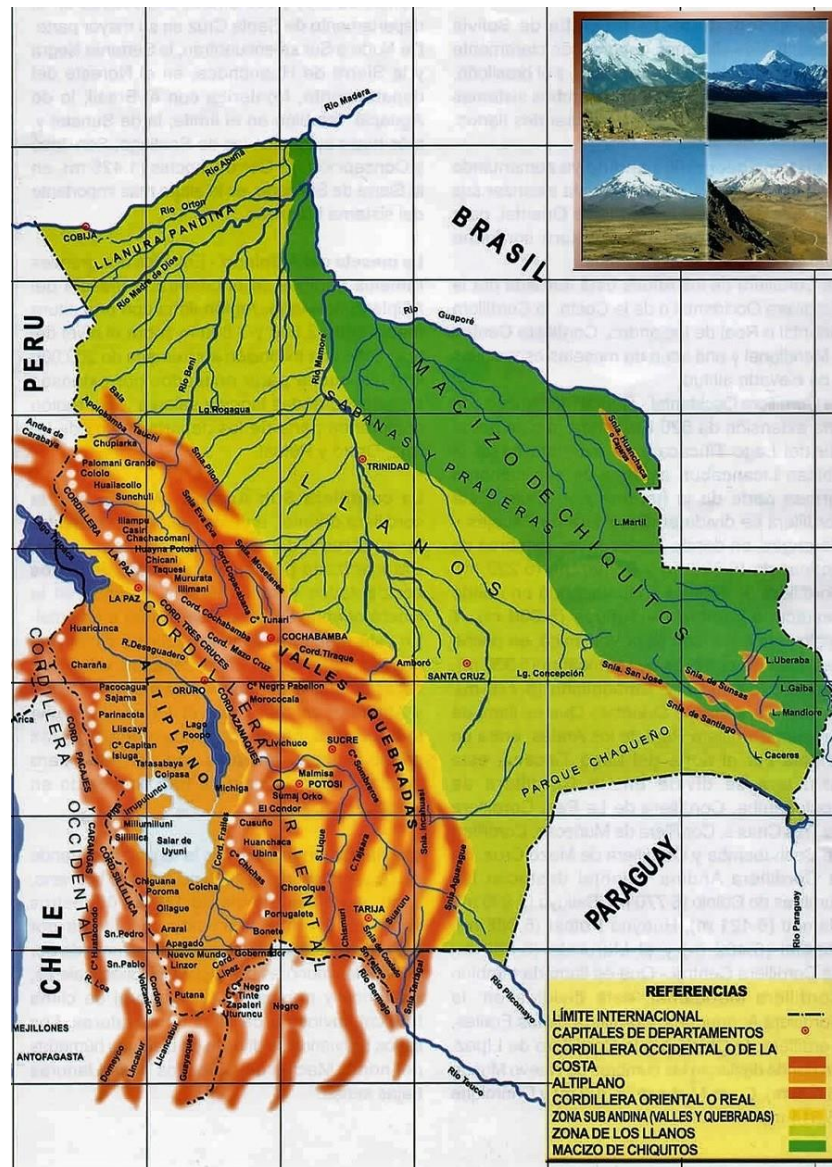


Figura 2.1. Zonas geográficas de Bolivia

Fuente: <https://quizizz.com/admin/quiz/605bc6e673242b001b2e46a6/las-zonas-geograficas-de-bolivia>

2.2. DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA

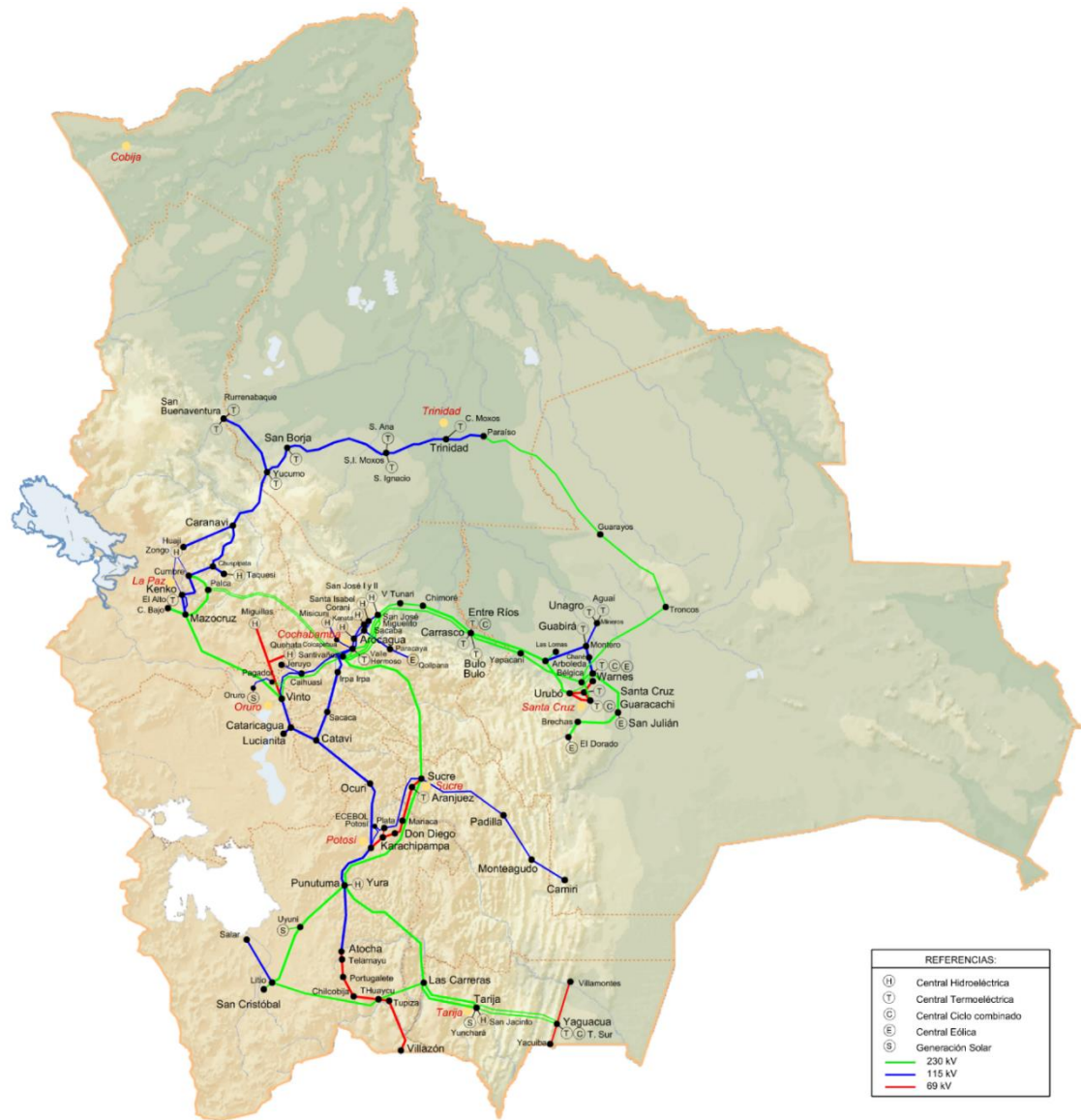


Figura 2.2. Descripción geográfica en territorio boliviano “año – 2022”
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

La figura 2.2 adjunto muestra el “lay-out” (disposición) del Sistema Troncal Interconectado, cuyas principales características geográficas y topológicas (forma) las mencionamos a continuación:

- a) Según el Instituto Nacional de Estadística (INE) el 28% del territorio lo constituyen la región altiplánica montañosa (en color marrón claro) con una extensión de 307000

kilómetros cuadrados a su vez esta región se halla 3000 metros sobre el nivel de mar, además el lago Titicaca considerado el más alto del mundo con una extensión de 8100 kilómetros cuadrados ubicado a 3810 metros sobre el nivel del mar. Cerca del 13% lo constituyen las regiones vallunas o subandina con una altura promedio de 2500 metros sobre el nivel del mar, esta se caracteriza por tener un clima templado como los yungas y valles (límite con el área de las llanuras), y el restante 59% de territorio lo constituyen las regiones de llanura o selva tropical o llanos, está ubicada al norte de la cordillera oriental y comprende las selvas, el principal departamento boliviano ubicado en ella es Santa Cruz.

- b) Más del 70% de las líneas de alta tensión se hallan en la región altiplánica y valluna en los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba, Chuquisaca y Tarija. En la figura 2.2 se puede observar líneas de transmisión de 230 kV, 115 kV y 69 kV La apariencia de una subestación es apenas un punto en esta representación, sin embargo, la descripción de la apariencia de uno de estos puntos se la puede hacer empleando fotografías, Como ejemplo, la subestación Santivañez en Cochabamba, tiene una apariencia tal como se muestra en la figura 2.3.



Figura 2.3. Subestación Santivañez (Cochabamba)

Fuente: <https://www.grupotsk.com/proyecto/subestacion-santivanez-500-kv/>

c) De la selva tropical, solo las regiones limítrofes con la región altiplánica cuentan con líneas de transmisión. En otras palabras, la región oriental del país tiene escasa presencia de instalaciones de alta tensión.

En definitiva, se puede afirmar que no existe un desarrollo equilibrado de los sistemas eléctricos de potencia a lo ancho del territorio nacional. Queda muchísimo por invertir en la región oriental. En parte esto se atribuye a que históricamente fue la región occidental la que en el pasado albergó a la mayor parte de la población que desarrolló actividades económicas, principalmente la minería. Desde mediados del siglo pasado, la región oriental comenzó su desarrollo en todos los ámbitos, principalmente agropecuario, que ha sido posible gracias al desarrollo de infraestructura vial. Hoy en día, la región oriental es el futuro promisorio del país. Siendo Santa Cruz el principal departamento con mayor crecimiento de población y de actividades económicas, siendo algunas de sus subestaciones de distribución AT/MT: Warnes (véase figura 2.4), Urubó, Montero, Arboleda, Yapacaní, Guaracachi, San Julián, etc.



Figura 2.4. Subestación Warnes (Santa Cruz)

Fuente: <https://www.grupotsk.com/proyecto/subestacion-electrica-230-kv/>

2.3. DESCRIPCIÓN TOPOLÓGICA DE LA RED DE ALTA TENSIÓN

Las líneas de transmisión que vinculan las grandes centrales eléctricas (oferta) con los grandes centros de consumo (demanda) en sus inicios se interconectaron con líneas de transmisión trifásicas en 115 kV y en 69 kV.

La topología o forma inicial ha sido radial, y en las últimas décadas se han conformado algunos anillos preferiblemente con líneas de transmisión trifásicas en 230 kV. Al presente solo el departamento de Pando no está interconectado tal como se muestra en la figura 2.2.

El nodo extremo norte de momento es “San Buenaventura” en La Paz, y el extremo sur es “Villazón” en Potosí, existiendo una distancia física de más de 900 km.

En nodo extremo occidental de momento es “Contorno Bajo” en La Paz, y el extremo oriental es “Troncos” en Santa Cruz, existiendo una distancia de más de 600 km.

Por las considerables distancias mencionadas, para el futuro inmediato debe analizarse la conveniencia de remodelar el sistema de transmisión con voltaje de extra alta tensión de por lo menos 500 kV.

Los artículos 2 y 18 de la Ley 1604, definen que el Sistema Troncal Interconectado (STI), como aquellas instalaciones de líneas de transmisión, centrales y subestaciones de distribución que son contempladas para la actividad de Despacho de Carga. El ente Regulador (originalmente denominada “Superintendencia de Electricidad”) podrá, mediante resolución, redefinir las instalaciones que conforman el Sistema Troncal de Interconexión.

2.4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA TROCAL DE INTERCONEXIÓN

El STI boliviano está conformado por centrales de generación, líneas de transmisión, y subestaciones de distribución (cargas), como se muestra en el diagrama unifilar figura 2.5, elaborado por el CNDC, donde muestra las líneas de color verde con un nivel de tensión de 230 kV. Color azul nivel de tensión 115 kV, color rojo nivel de tensión 69 kV y las de color negro inferiores a 69 kV. También muestra barras (nodos) en los que se han conectado: centrales de generación (equivalentes), reactores, capacitores, y transformadores.

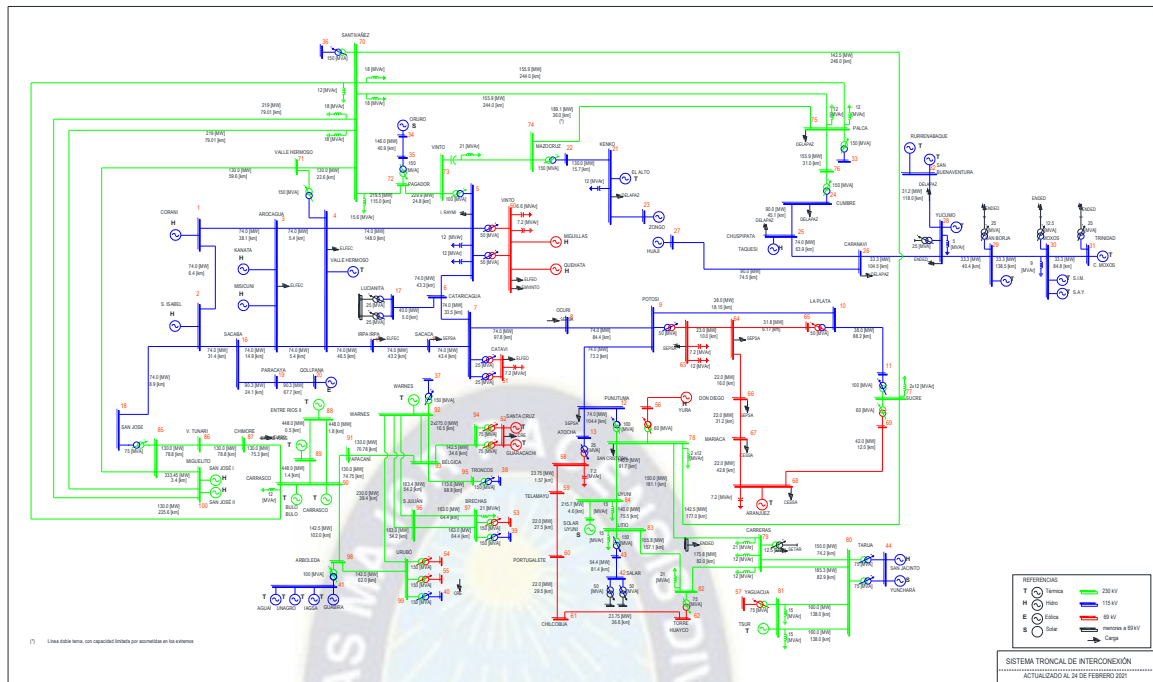


Figura 2.5. Diagrama Unifilar del STI - 07/02/2022
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

2.4.1. GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica es el proceso de transformación de energía de fuentes primarias (térmicas, hidráulicas u otras) en electricidad, durante la gestión 2021, su composición fue: 63 % de termoeléctricas, 32 % de hidroeléctricas, y como energías alternativas (1 % de Eólicas y 3 % de Solar), como se muestra en la tabla 2.1

Centrales	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	Participación (%)
Hidroeléctricas	3232,899	32
Termoeléctrica	6267,695	63
Eólicas	119,623	1
Solar	345,961	3
Total	9966,178	100

Tabla 2.1. Generación bruta (MWh) - 2021
Fuente: Elaboración propia

2.4.2. TRANSMISIÓN

La transmisión es la actividad de transformación de la tensión de la electricidad y sirve para transportar eficientemente grandes cantidades (bloques) de energía eléctrica, desde el punto de entrega por un generador hasta el punto de recepción por un distribuidor. En el Sistema Trocal Interconectado tenemos 4 empresas que realizan esta actividad como muestra en la tabla 2.2 (7062.6 km de longitud de líneas de transmisión a noviembre 2022).

EMPRESAS A Nov – 2022		
	Componente	Longitud (km)
ENDE TRANSMISIÓN S.A.	Líneas en 500 kV	235.7
	Líneas en 230 kV	2843.7
	Líneas en 115 kV	1473.2
	Líneas en 69 kV	214.2
ISA BOLIVIA	Líneas en 230 kV	587
ENDE TRANSMISION	Líneas en 230 kV	1050.4
	Líneas en 115 kV	491.1
SAN CRISTOBAL TESA	Líneas en 230 kV	167.3
Total STI		7062.6

Tabla 2.2. Instalaciones de Transmisión en el STI (general)
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

2.4.3. DISTRIBUCIÓN

La distribución es la actividad de suministro de electricidad a consumidores regulados y/o consumidores no regulados, mediante instalaciones de distribución primarias y secundarias discriminando las tarifas por categoría de consumidor. La actividad de distribución constituye servicio público. Al interior del sector eléctrico boliviano coexisten dos sistemas: un Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados. En la tabla 2.3 se lista a las empresas distribuidoras en el STI y su consumo en la gestión 2022, y lo propio para los consumidores no regulados en la tabla 2.4:

**DEMANDA DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN
(De Ene a Nov - 2022)**

Empresa	Departamento	Energía Retirada GWh	Demanda Máxima MW
CRE	Santa Cruz	3,371.4	790.7
DELAPAZ	La Paz	1,859.7	354.8
ELFEC S.A.	Cochabamba	1,344.0	249.5
ENDE DEORURO	Oruro	552.2	108.2
SEPSA	Potosí	557.1	95.8
CESSA	Sucre	294.8	58.2
ENDE	Tarija / Potosí	49.7	9.6
SETAR	Tarija	329.7	70.9
ENDE DELBENI S.A.M.	Beni	186.8	41.9
EMDEECRUZ	Santa Cruz (PIL)	45.7	31.6

Tabla 2.3. Empresas de Distribución
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

A esto también se asocia los consumidores no regulados como se muestra a continuación en la tabla 2.4.

DEMANDA CONSUMIDORES NO REGULADOS
(De Ene a Nov - 2022)

Empresa	Actividad	Area de Operación	Energía Comprada (GWh)	Demanda Máxima (MW)
EM VINTO	Metalúrgica	Oruro	39.0	7.4
COBOCE R.L.	Cerámica	Cochabamba	57.6	12.8
MINERA SAN CRISTOBAL	Minera de plata	Potosí	339.3	51.7
YACIMIENTOS DE LITIO BOLIVIANOS	Minera de Litio	Potosi	19.4	4.5
IMPORT EXPORT LAS LOMAS LTDA	Metalúrgica	Santa Cruz	74.2	32.1

Tabla 2.4. Consumidores No Regulados
Fuente: Comité Nacional de Despacho de Carga

2.4. SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO

Para fines académicos y de mejor análisis del STI se obtuvo una versión propia del diagrama unifilar al que denominaremos STI-u como se muestra en la figura 2.6

Donde:

- Área 1 sistema norte (departamentos: La Paz y Beni)
- Área 2 sistema central (departamentos: Cochabamba y Oruro)
- Área 3 sistema oriental (departamento: Santa Cruz)
- Área 4 sistema sur (departamentos: Chuquisaca, Potosí y Tarija)

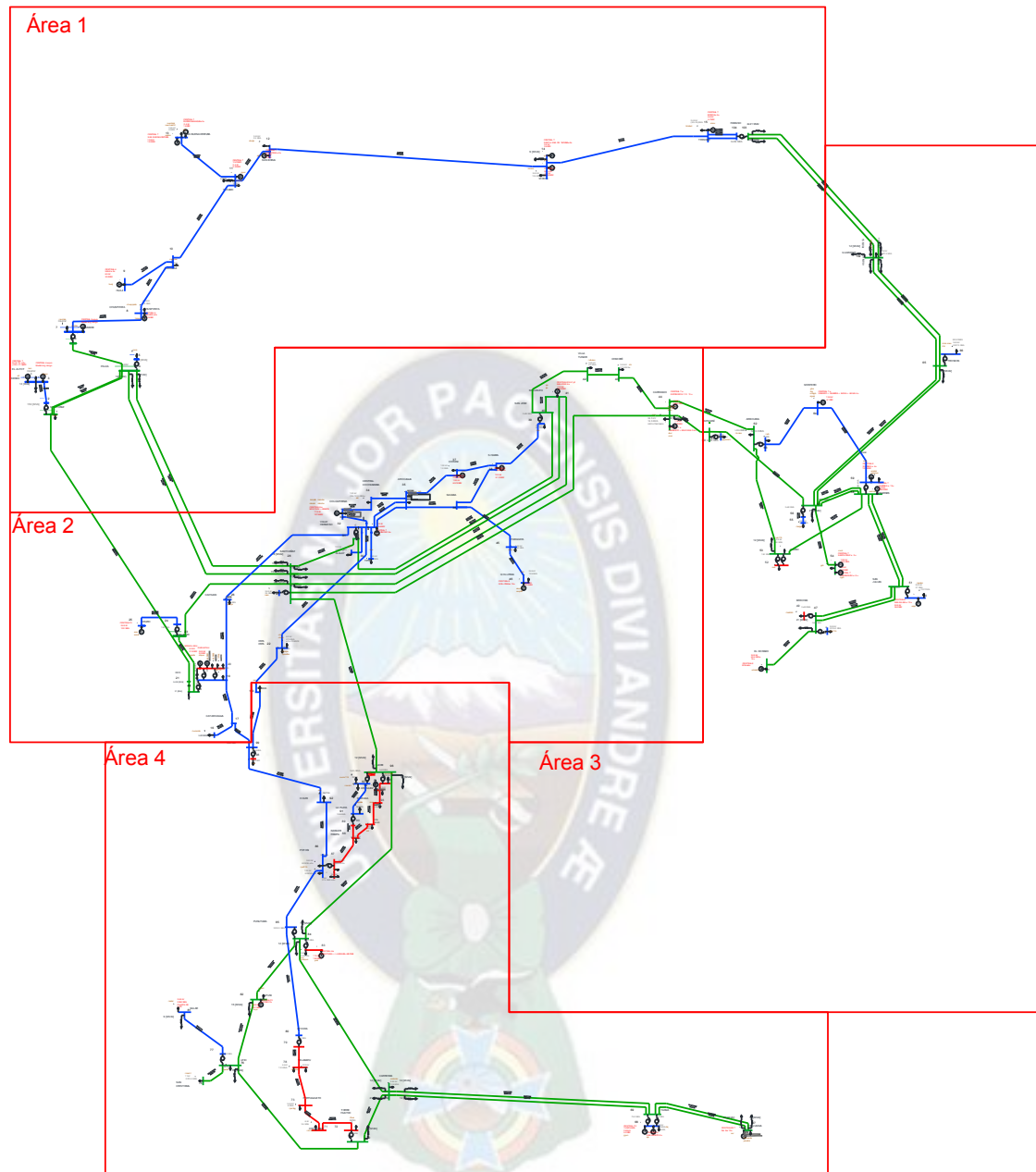


Figura 2.6. Diagrama Unifilar STI-u
Fuente: Elaboración propia

Para una mejor visualización de diagrama unifilar de la figura 2.6, se adjunta en (anexos DVD) el layout.

2.4.1. ÁREA 1 SISTEMA NORTE (DEPARTAMENTOS: LA PAZ Y BENI)

El área 1 o sistema norte está conformado por 17 los nodos (tabla 2.6), 12 líneas de transmisión (tabla 2.7) y 4 autotransformadores (tabla 2.8)

Nodo	Nombre	Tensión kV
1	Mazocruz	230
2	Mazocruz	115
3	Kenko	115
4	Palca	230
5	Palca	115
6	Cumbre	230
7	Cumbre	115
8	Chuspipata	115
9	Huaji	115
10	Caranavi	115
11	Yucumo	115
12	San Borja	115
13	San Buenaventura	115
14	San Ignacio Moxos	115
15	Trinidad	115
103	Paraíso	230
104	Paraíso	115

Tabla 2.6. Nodos del sistema norte
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV	# Ternas
1-4	Mazocruz – Palca	230	2
2-3	Kenko – Palca	115	1
4-6	Palca – Cumbre	230	1
7-8	Cumbre - Cuspipata	115	1
8-10	Chuspipata - Caranavi	115	1
9-10	Huaji – Caranavi	115	1
10-11	Caranavi - Yucumo	115	1
11-12	Yucumo – San Borja	115	1
11-13	Yucumo – San Buenaventura	115	1
12-14	San Borja - Moxos	115	1
14-15	Moxos - Trinidad	115	1
15-104	Trinidad - Paraíso	115	2

Tabla 2.7. Arcos o líneas del sistema norte
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV
1-2	Mazocruz	230/115
4-5	Palca	230/115
6-7	Cumbre	230/115
103-104	Paraíso	230/115

Tabla 2.8. Autotransformadores del sistema norte
Fuente: Elaboración propia

2.4.2. ÁREA 2 SISTEMA CENTRAL (DEPARTAMENTOS: COCHABAMBA Y ORURO)

El área 2 o sistema central está conformado por 31 nodos (tabla 2.9), 30 líneas de transmisión (tabla 2.10) y 7 autotransformadores (tabla 2.11)

Nodo	Nombre	Tensión kV
16	Lucianita	115
17	Cataricagua	115
18	Vinto	230
19	Vinto	115
20	Vinto	69
21	Vinto Capacitor	230
22	Irpa Irpa	115
23	Pagador	230
24	Pagador	115
25	Oruro	115
26	Caihuasi	115
27	Santivañez	115
28	Santivañez	230
29	Alalay	115
30	YPFB	115
31	Valle Hermoso	230
32	Valle Hermoso	115
33	Colcapirhua	115
34	Central Cochabamba	115
35	Arocagua	115
36	Sacaba	115
37	Corani	115
38	S. Isabel	115
39	San José	115
40	San José	40
41	Miguelito	230
42	Villa Tunari	230
43	Chimoré	230
44	Carrasco	230
45	Paracaya	115
46	Qollpana	115

Tabla 2.9. Nodos del sistema central
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV	# Ternas
16-17	Lucianita - Cataricagua	115	1
17-19	Cataricagua – vinto	115	1
18-21	Vinto – Vinto Capacitivo	230	1

18-23	Vinto – Pagador	230	1
19-26	Vinto – Caihuasi	115	1
22-32	Irpa Irpa – Valle Hermoso	115	1
23-28	Pagador - Santivañez	230	1
24-25	Oruro – Pagador	115	1
26-32	Caihuasi – Valle Hermoso	115	1
28-31	Santivañez – Valle Hermoso	230	1
28-41	Santivañez – Miguelito	230	2
28-44	Santivañez – Carrasco	230	1
29-32	Alalay – Valle Hermoso	115	1
30-32	YPFB- Valle Hermoso	115	1
31-40	Valle Hermoso – San José	230	1
32-33	Valle Hermoso - Colcapirhua	115	1
32-35	Valle Hermoso - Arocagua	115	2
33-34	Colcapirhua – C. Cochabamba	115	1
34-35	C. Cochabamba - Arocagua	115	1
35-36	Arocagua – Sacaba	115	1
35-37	Arocagua – Corani	115	1
36-38	Sacaba – S. Isabel	115	1
36-45	Sacaba – Paracaya	115	1
37-38	Corani – S: Isabel	115	1
38-39	S. Isabel – San José	115	1
40-41	San José - Miguelito	230	1
40-42	San José – Villa Tunari	230	1
42-43	Villa Tunari – Chimoré	230	1
43-44	Chimoré – Carrasco	230	1
45-46	Paracaya - Qollpana	115	1

Tabla 2.10. Arcos o líneas del sistema central

Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV
18-19	Vinto	230/115
19-20	Vinto	115/69
19-20	Vinto	115/69
23-24	Pagador	230/115
27-28	Santivañez	115/230
31-32	Valle Hermoso	230/115
39-40	San José	115/230

Tabla 2.11. Autotransformadores del sistema central

Fuente: Elaboración propia

2.4.3. ÁREA 3 SISTEMA ORIENTAL (DEPARTAMENTO: SANTA CRUZ)

El área 3 o sistema oriental está conformado por 22 nodos (tabla 2.12), 13 líneas de transmisión (tabla 2.13) y 9 autotransformadores (tabla 2.14)

Nodo	Nombre	Tensión kV
47	Brechas	230
48	Brechas	115
49	Brechas	69
50	San Julián	115
51	San Julián	230
52	Urubó	69
53	Urubó	230
54	Guaracachi	230
55	Valle Sánchez	115
56	Bélgica	115
57	Bélgica	230
58	Warnes	230
59	Warnes	115
60	Yapacaní	230
61	Yapacaní	115
62	Arboleda	230
63	Arboleda	115
64	Montero	115
65	Troncos	230
66	Troncos	115
101	El Dorado	230
102	Guarayos	230

Tabla 2.12. Nodos del sistema oriental
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV	# Ternas
47-51	Brechas – San Julian	230	2
47-101	Brechas – El Dorado	230	1
51-58	San Julian – Warnes	230	2
53-58	Urubo – Warnes	230	1
53-62	Urubo – Arboleda	230	1
54-57	Guaracachi – Bélgica	230	1
55-56	Valle Sánchez – Bélgica	115	1
57-58	Bélgica – Warnes	230	2
57-60	Bélgica – Yapacani	230	1
57-65	Bélgica – Troncos	230	2
59-64	Warnes – Montero	115	1
63-64	Arboleda – Montero	115	1
65-102	Troncos – Guarayos	230	2

Tabla 2.13. Arcos o líneas del sistema oriental
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV
47-48	Brechas	230/115
47-49	Brechas	230/69
50-51	San Julian	115/230

52-53	Urubo	69/230
56-57	Bélgica	115/230
58-59	Warnes	230/115
60-61	Yapacani	230/115
62-63	Arboleda	230/115
65-66	Troncos	230/115

Tabla 2.14. Autotransformadores del sistema oriental
Fuente: Elaboración propia

2.4.4. ÁREA 4 SISTEMA SUR (DEPARTAMENTOS: CHUQUISACA, POTOSÍ Y TARIJA)

El área 4 o sistema sur está conformado por 34 nodos (tabla 2.15), 26 líneas de transmisión (tabla 2.16) y 12 autotransformadores (tabla 2.17)

Nodo	Nombre	Tensión
67	Yaguacua	230
68	Tarija	115
69	Tarija	230
70	Torre Huayco	230
71	Chilcobija	69
72	Torre Huayco	69
73	Portugalete	69
74	Las Carreras	230
75	San Cristobal	230
76	Litio	230
77	Litio	115
78	Telamayu	69
79	Atocha	69
80	Atocha	115
81	Salar	115
82	Uyuni	230
83	Punutuma	69
84	Punutuma	230
85	Punutuma	115
86	Potosí	115
87	Potosí	69
88	Karachipampa	69
89	La Plata	69
90	Don Diego	69
91	La Plata	115
92	Ocuri	115
93	Mariaca	69
94	Aranjuez	69
95	Sucre	69
96	Sucre	230
97	Sucre	115
98	Catavi	69

99	Catavi	115
100	Sacaca	115

Tabla 2.15. Nodos del sistema sur
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV	# Ternas
67-69	Yaguacua – Tarija	230	2
69-74	Tarija – Carreras	230	2
70-74	Torre Huayco – Carreras	230	1
70-76	Torre huayco – Litio	230	1
71-72	Chilcobija – Torre Huayco	69	1
71-73	Chilcobija – Portugaleta	69	1
73-78	Portugaleta – Telamayu	69	1
74-84	Carreras – Punutuma	230	1
75-76	San Cristobal – Litio	230	1
76-82	Litio – Uyuni	230	1
77-81	Salar – Litio	115	1
78-79	Telamayu – Atocha	69	1
80-85	Atocha – Punutuma	115	1
82-84	Uyuni – Punutuma	230	1
84-96	Punutuma – Sucre	230	1
85-86	Punutuma – Potosí	115	1
86-92	Potosí – Ocuri	115	1
87-88	Potosí – Karachi Pampa	69	1
88-89	Karachi Pampa – La Plata	69	1
88-90	Karachi Pampa – Don Diego	69	1
90-93	Don Diego – Mariaca	69	1
91-97	La Plata – Sucre	115	1
92-99	Ocuri – Catavi	115	1
93-94	Mariaca – Aranjuez	69	1
94-95	Aranjuez – Sucre	69	1
99-100	Catavi – Sacaba	115	1

Tabla 2.16. Arcos o líneas del sistema sur
Fuente: Elaboración propia

Nodo	Nombre	Tensión kV
68-69	Tarija	115/230
68-69	Tarija	115/230
70-72	Torre Huayco	230/69
76-77	Litio	230/115
79-80	Atocha	69/115
83-84	Punutuma	69/230
84-85	Punutuma	230/115
86-87	Potosí	115/69
89-91	La Plata	69/115
95-96	Sucre	69/230
96-97	Sucre	230/115

98-99	Catavi	69/115
-------	--------	--------

Tabla 2.17. Autotransformadores del sistema sur
Fuente: Elaboración propia

2.4.5. INTERCONEXIÓN ENTRE LAS CUATRO ÁREAS: NORTE, CENTRAL, ORIENTAL, Y SUR

El STI también puede simplificarse como se muestra en la figura 2.7, se observa que se interconectan entre sí mediante líneas de transmisión con niveles de tensión de 230 kV y 115 kV los cuales son especificadas en la tabla 2.18

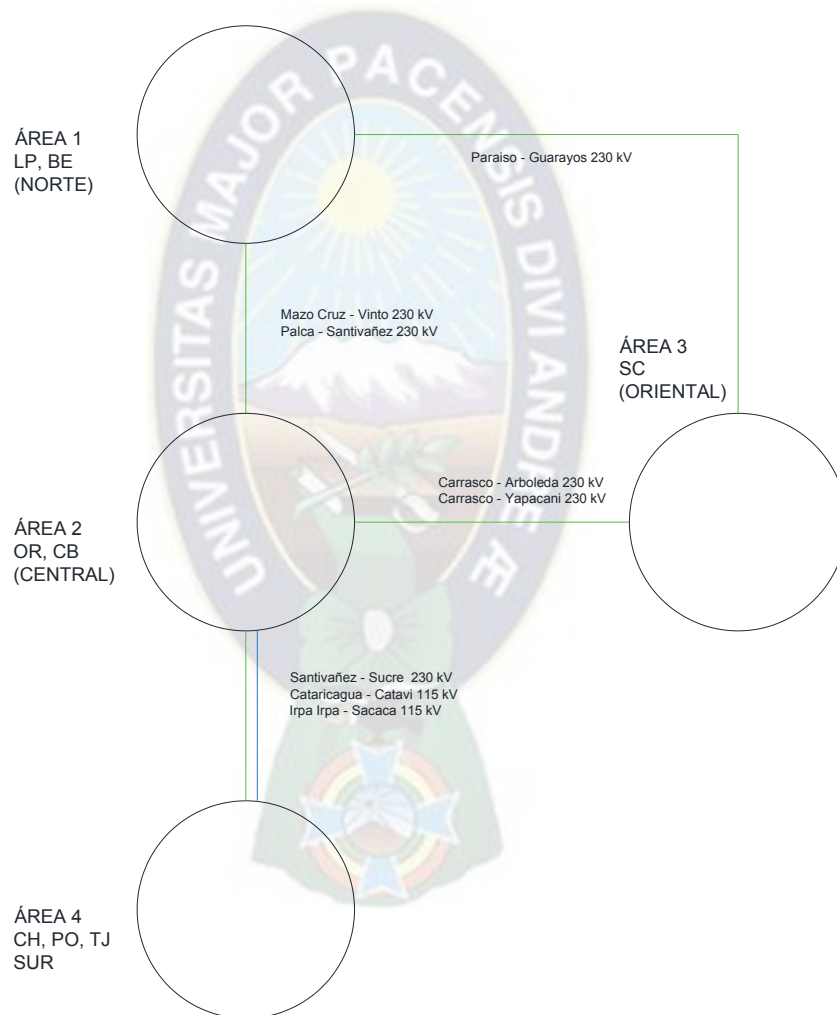


Figura 2.7. Diagrama subdividido por sistemas (STI – u)
Fuente: Elaboración propia

Las líneas o arcos que conectan los cuatros sistemas o áreas 1, 2, 3 y 4:

Nodo	Nombre	Tensión kV	Área	# ternas
1-21	Mazocruz – Vinto Cap.	230	1-2	1
4-28	Palca – Santivañez	230	1-2	2

44-60	Carrasco – Yapacaní	230	2-3	1
44-62	Carrasco – Arboleda	230	2-3	1
28-96	Santivañez – Sucre	230	2-4	1
22-100	Irpa Irpa – Sacaca	115	2-4	1
17-99	Cataricagua – Catavi	115	2-4	1
102-103	Guarayos – Paraiso	230	3-1	2

Tabla 2.18. Interconexión entre los cuatros sistemas

Fuente: Elaboración propia

2.5. AGENTES DEL MERCADO MAYORISTA MEM

Los agentes del MEM tienen su representación en el CNDC (4 en total): agentes generadores, agentes transmisores, agentes distribuidores, y agentes Consumidores No Regulados (CNR).

2.5.1. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Los agentes generadores del MEM están conformados por las siguientes empresas:

- Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. Bolivian Power Company Limited
Sucursal Bolivia - COBEE BPCo - Ciudad: La Paz
- Empresa Eléctrica ENDE GUARACACHI S.A. - ENDE GUARACACHI S.A. -
Ciudad: Santa Cruz
- Empresa Eléctrica ENDE Corani S.A. - ENDE CORANI S.A. - Ciudad:
Cochabamba
- ENDE Valle Hermoso S.A. - ENDE VALLE HERMOSO S.A. - Ciudad:
Cochabamba
- Chaco Energías S.A. - CHACO S.A. - Ciudad: Santa Cruz
- Empresa Río Eléctrico S.A. - RIOELEC S.A. - Ciudad: Cochabamba
- Hidroeléctrica Boliviana S.A. – HB - Ciudad: La Paz
- Sociedad Industrial Energética y Comercial Andina S.A. - SYNERGIA S.A. -
Ciudad: Cochabamba
- Servicios de Desarrollo de Bolivia S.A. – SDB - Ciudad: Cochabamba
- Guabira Energía S.A. - Ciudad: Montero - Santa Cruz
- ENDE ANDINA S.A.M. - ENDE ANDINA - Ciudad: Cochabamba
- Empresa Nacional de Electricidad - Generación – ENDE - Ciudad: Cochabamba

- AGUAI Energía S.A. – AGUAI - Ciudad: Santa Cruz

2.5.2. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Los agentes de transmisión, están conformados por las siguientes empresas que actúan en el MEM:

- ENDE TRANSMISIÓN S.A. - ENDE Transmisión con sede en Cochabamba
- Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A - ISA BOLIVIA S.A. – con sede en Santa Cruz
- San Cristóbal Transmisora de Electricidad S.A. (San Cristobal TESA) con sede en Potosí
- Empresa Nacional de Electricidad - Transmisión – ENDE con sede en Cochabamba

2.5.3. AGENTES EN LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Los agentes de distribución, están conformados por las siguientes empresas de distribución:

- Cooperativa Rural de Electrificación, CRE R.L. Departamento: Santa Cruz
- Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. DELAPAZ, Departamento: La Paz
- Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A., ELFEC S.A., Departamento: Cochabamba
- Distribuidora de Electricidad ENDE DEORURO S.A., ENDE DEORURO, Departamento: Oruro
- Compañía Eléctrica Sucre S.A. – CESSA - Departamento: Sucre
- Servicios Eléctricos Potosí S.A. – SEPSA - Departamento: Potosí
- Servicios Eléctricos Tarija – SETAR, Departamento Tarija
- Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Santa Cruz – EMDEECRUZ - Departamento: Santa Cruz
- Distribuidora de Electricidad Ende DELBENI S.A.M., Departamento Beni

CAPÍTULO III:
CARACTERIZACIÓN DEL
SISTEMA INTERCONECTADO
NACIONAL A TRAVÉS DE
CURVAS DE OFERTA Y
DEMANDA

3.1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL A TRAVÉS DE CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA

Caracterizar el comportamiento global de la oferta y demanda de energía eléctrica de regiones, significa observar el comportamiento de la oferta y/o demanda en función del tiempo a lo largo de un día. La variación de la magnitud de la demanda denominaremos “modulación”, y existe una respuesta de la oferta ante esta modulación. Muchas veces puede ser suficiente conocer los valores extremos, y el medio, que en nuestro caso se traduce en valores máximo, mínimo y promedio.

La modulación de la oferta y demanda de energía eléctrica se atribuye a varios factores, siendo los principales:

1. La ubicación física de la región dentro del planeta, normalmente dada por la latitud geográfica. Así, cuanto más alejada este una región de la línea del ecuador, más frío será su clima.
2. Por otra parte, la altitud sobre el nivel del mar también incide en el clima. A mayor altura menor presión atmosférica y por consiguiente menor temperatura ambiental.
3. La estación anual que implica la ubicación física de nuestro planeta con respecto al sol también incide en la variación del clima. Así, existen estaciones más lluviosas que otras, o estaciones más secas que otras.
4. La programación de actividades humanas, también juega un rol importante en la caracterización de la demanda de una región o país. Por ejemplo, los días laborables presentan mayor demanda de potencia y energía eléctrica que los días feriados o semi laborables.
5. Periodicidad cíclica de la demanda horaria, por ejemplo, las curvas de días laborables, semi laborables y feriados tienen a repetirse semanalmente. Por ejemplo, véase la figura 3 que muestra la potencia de una semana de junio de 2021 de DELAPAZ.
6. Los acontecimientos de fenómenos sociales, biológicos, desastres físicos regionales también inciden en el comportamiento de la demanda de energía eléctrica. Por ejemplo, en la figura 3.1 se muestra una manifestación de la pandemia COVID19 cuyo efecto mayor se dio el año 2020.

7. Razones administrativas del MEM. Por ejemplo, véase la figura 3.2, que muestra la generación promedio diaria de central Guaracachi, donde se aprecia el efecto de la pandemia del COVID19 en el año 2020, y el ingreso de las centrales de Sur y Warnes que exigían menor contribución de ésta central.

Considerando lo mencionado, para realizar un diagnóstico de la operación de un SEP a lo largo de un año completo deberíamos resolver el “Estado de la red de AT” para 36 escenarios tal como se muestra en la tabla 3.1.

precipitación	húmedo						seco					
fechas	21sep	20dic		21dic	20mar		21mar	20jun		21jun	20sep	
estación	primavera			verano			otoño			invierno		
laborable	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo
semilaborable	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo
feriado	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo

Tabla 3.1. Participación de los 36 escenarios
Fuente: Elaboración Propia

Los escenarios mostrados en el cuadro, sugieren que se debería tomarse en cuenta 36 escenarios para contemplar todos los factores que inciden en la forma de la oferta (generación con centrales termoeléctricas e hidroeléctricas) y también de la demanda (los consumos caracterizados). Sin embargo, al solicitar datos de estos escenarios al CNDC, el personal de dicha entidad nos mandó solamente 16 escenarios, los cuales se los puede ver en texto negrita.

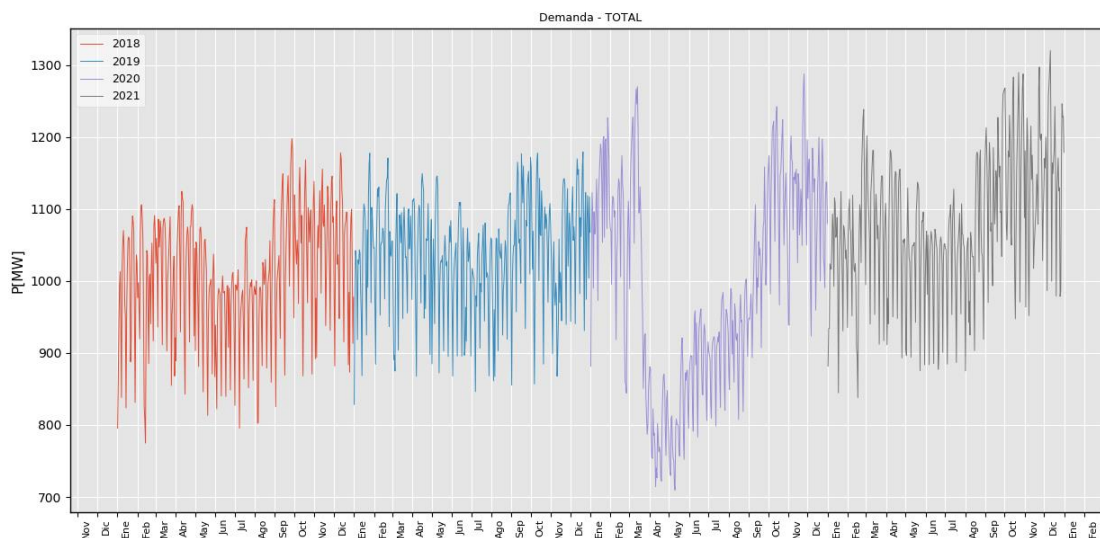


Figura 3.1. Curva promedio diario de la demanda entre los años 2018 a 2021
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

En la figura 3.1 se observa la curva de demanda entre los años 2018 a 2021, como se observa la demanda “color rojo” (2018) fue de 1511.21 MW, el 27 de septiembre a las 19:45 horas, la de color azul (2019) fue de 1512.26 MW, el 19 de septiembre a las 19:45 horas, la de color morado (2020) fue de 1565.84 MW, el 11 de marzo a las 20:00 horas y la de color plomo (2021) fue de 1574.09 MW, el 22 de noviembre a las 22:00 horas.

Como se observa en la curva, la demanda en la gestión 2020 tiene un descenso en gran magnitud a comparación de las anteriores gestiones, esto es debido a la época de la pandemia del COVID-19, el cual ha tenido un gran impacto en la economía boliviana y el mundo, estos efectos se dieron en el año 2020 lo que acentuó la caída de la actividad económica, el empleo y los ingresos. De acuerdo a la información publicada por el INE sobre el Índice Global de Actividad Económica (IGAE), no se disponen de datos de cuentas nacionales completas, en 2020 la actividad económica habría caído en 8.8%. esto también afectó a los grandes consumidores provocando una gran pérdida como se muestra en la figura 3.1, curva de demanda de color morado (gestión 2020).

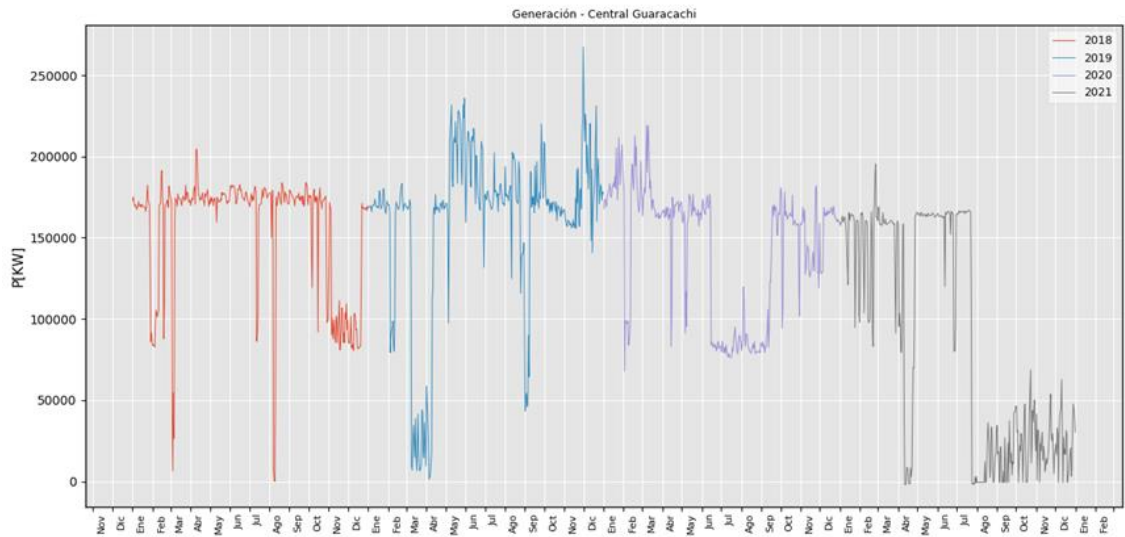


Figura 3.2. Curva promedio diario de generación en central Guaracachi, años 2018 a 2021

Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

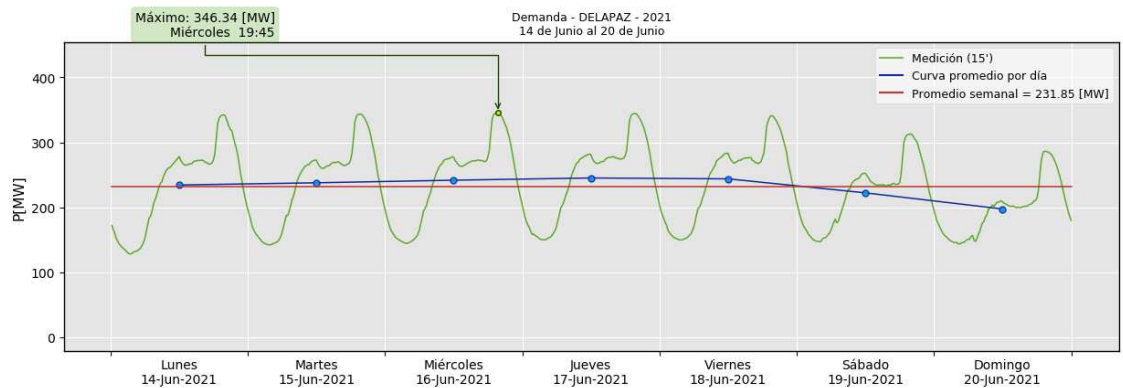


Figura 3.3. Curva periódica semanal de la distribuidora DELAPAZ en junio de 2021

Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.2. CURVAS DE GENERACIÓN DE LA GESTIÓN 2021

Las curvas de generación, es una representación de lectura de datos generados mediante una base de datos y representados mediante curvas, para un mejor análisis y así mismo observar el comportamiento de la generación en el SIN (Sistema Interconectado Nacional).

3.2.1. CURVA TOTAL DE LOS AGENTES DE GENERACIÓN

En la gestión 2021 la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 9628.928 GWh como se muestra en la tabla 3.2, con una potencia máxima registrada de 1603.82 MW el 22 de noviembre a las 20:00 horas, como se muestra en la figura 3.4.

	Máxima P[MW]	Media P[MW]	Mínima P[MW]	FC [%]	E [GWh]
Enero	1450.981	1038.027	656.092	71.54	772.292
Febrero	1555.224	1073.667	671.311	69.04	721.504
Marzo	1524.054	1105.7	689.233	72.55	822.641
Abril	1513.804	1085.504	737.338	71.71	781.563
Mayo	1487.861	1050.539	675.751	70.61	781.601
Junio	1423.299	1035.626	694.749	72.76	745.651
Julio	1469.229	1060.08	701.109	72.15	788.7
Agosto	1522.272	1070.348	713.241	70.31	796.339
Septiembre	1590.256	1159.223	754.313	72.9	834.641
Octubre	1597.516	1179.941	739.77	73.86	877.876
Noviembre	1603.82	1150.26	734.838	71.72	828.187
Diciembre	1602.413	1180.018	727.18	73.64	877.933
TOTAL					9628.928

Tabla 3.2. Generación total del 2021
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

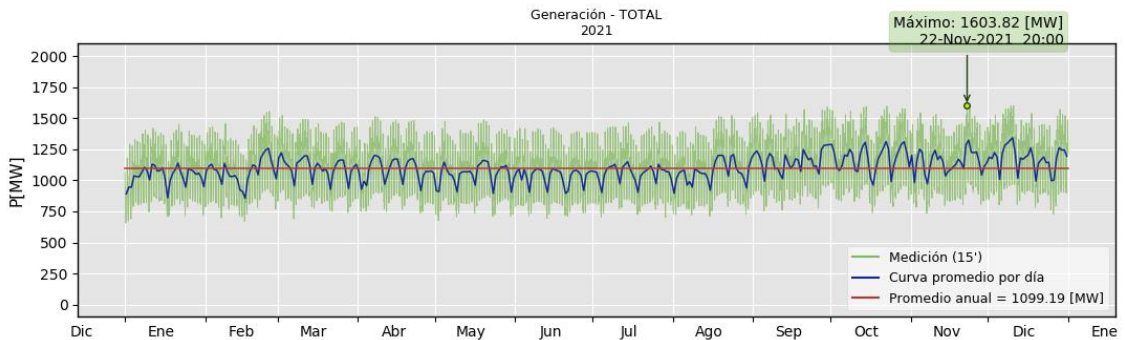


Figura 3.4. Generación total del 2021
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.2.2. AGENTES DE GENERACIÓN POR FACTOR DE PARTICIPACIÓN

La participación de los agentes generadores se muestra en la figura 3.5. ENDE ANDINA conformado por las centrales termoeléctricas: Entre Ríos, Del Sur, y Warnes, en conjunto tienen un factor de participación de 46.9 %, siguiendo como segundo ENDE CORANI S.A. con 17.7 %, por último, SDB con un factor de participación del 0.1 %.

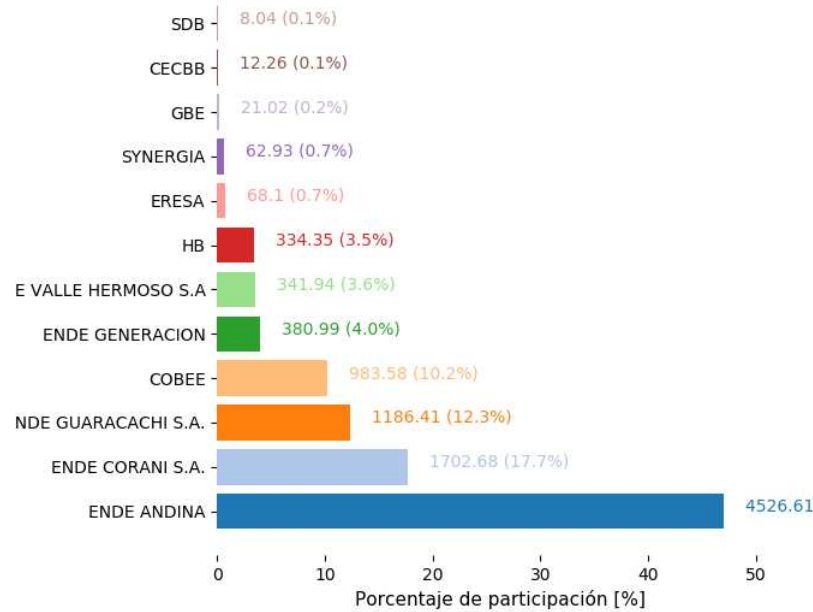


Figura 3.5. Porcentaje de participación de los agentes de generación
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

la figura 3.5 muestra la curva de oferta de ENDE ANDINA a lo largo del año 2021 En tabla 3.2(a) muestra la energía total generada por ENDE ANDINA fue de 4526.609 GWh con una potencia máxima de 934.24 MW registrada el 22 de noviembre a las 21:00 horas como se muestra en la figura 3.5(a).

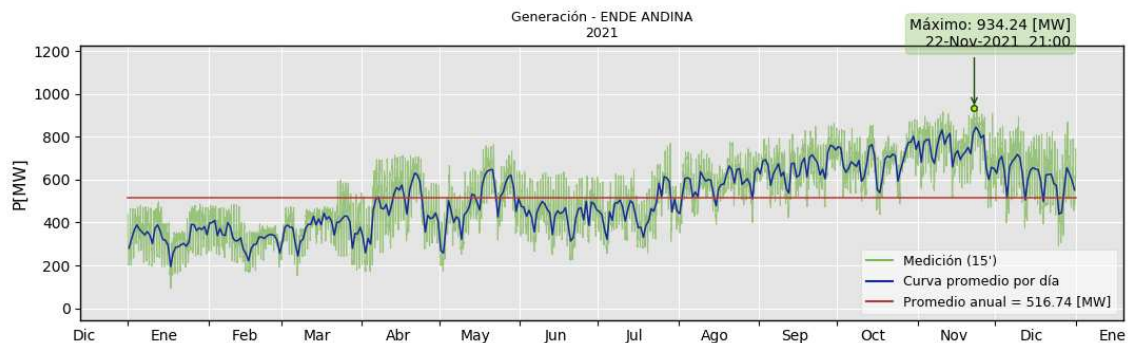


Figura 3.5(a). Generación del agente ENDE ANDINA
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

	Máxima P[MW]	Media P[MW]	Mínima P[MW]	FC [%]	E [GWh]
Enero	497.667	332.836	92.366	66.88	247.63
Febrero	484.73	329.059	166.98	67.89	221.128
Marzo	598.031	376.229	151.563	62.91	279.915
Abril	714.48	472.179	170.417	66.09	339.969
Mayo	765.139	494.137	172.434	64.58	367.638
Junio	638.108	438.397	224.128	68.7	315.646
Julio	770.086	461.682	255.847	59.95	343.492
Agosto	775.88	584.193	351.147	75.29	434.64
Septiembre	863.133	659.523	424.821	76.41	474.857
Octubre	879.951	685.946	437.225	77.95	510.343
Noviembre	934.244	744.659	467.553	79.71	536.154
Diciembre	894.962	611.826	292.026	68.36	455.199
TOTAL					4526.609

Tabla 3.2(a). Generación del agente ENDE ANDINA
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.2.3. COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA POR ESTACIONES DEL AÑO

Como se observa en la tabla 3.3 la generación en los cuatros estaciones del año y así mismo en los días laborable, semi laborable y feriado, en la estación con mayor generación se presenta en la primavera con una generación de 2563.85 GWh, como segundo en invierno con 2381.25 GWh, como tercero en otoño con 2368.5 GWh y por último en verano con 2337.32 GWh. Así mismo se observa en la figura 3.6 la gemación máxima se presentó en días laborables con un porcentaje del 71.5 %, días feriados con un 14.5 % y días semi laborables con 14 %.

	PRIMAVERA	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	TOTAL
Laborable	1853.7	1674.04	1664.8	1708.63	6901.17
Semilaborable	363.48	337.08	319.81	327.98	1348.36
Feriado	346.67	326.2	383.88	344.64	1401.4
TOTAL	2563.85	2337.32	2368.5	2381.25	9650.92

Tabla 3.3. Generación por estaciones
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

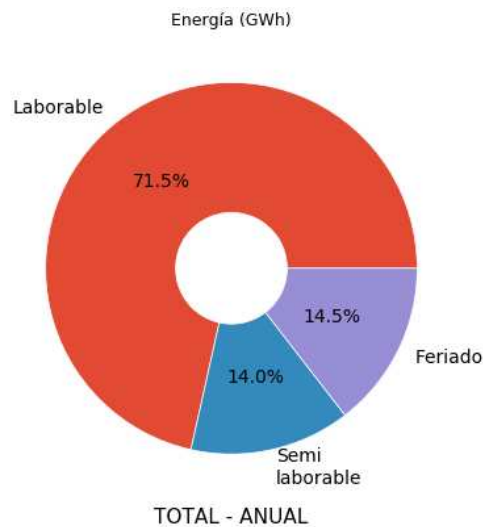


Figura 3.6. Porcentaje de generación por estaciones
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

En la figura 3.7 se muestra la generación total, uniendo la tabla 3.3 y la figura 3.6, para poder generar un cuadro estadístico para la mejor comprensión del mismo en toda la gestión 2021.

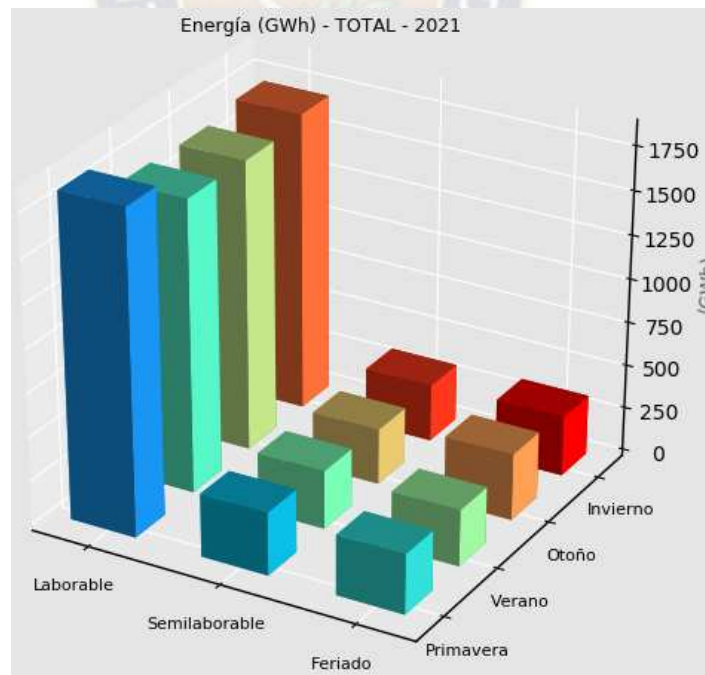


Figura 3.7. Generación total por estaciones
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.3. CURVA TOTAL DE DEMANDA DE LA GESTIÓN 2021

En la gestión 2021 la demanda de energía eléctrica total del SIN (Sistema Interconectado Nacional) fue de 9455.157 GWh con una potencia máxima de 1574.09 MW dicha potencia registrada fue el 22 de noviembre a las 20:00 horas de la gestión 2021, como se muestra en la figura 3.8.

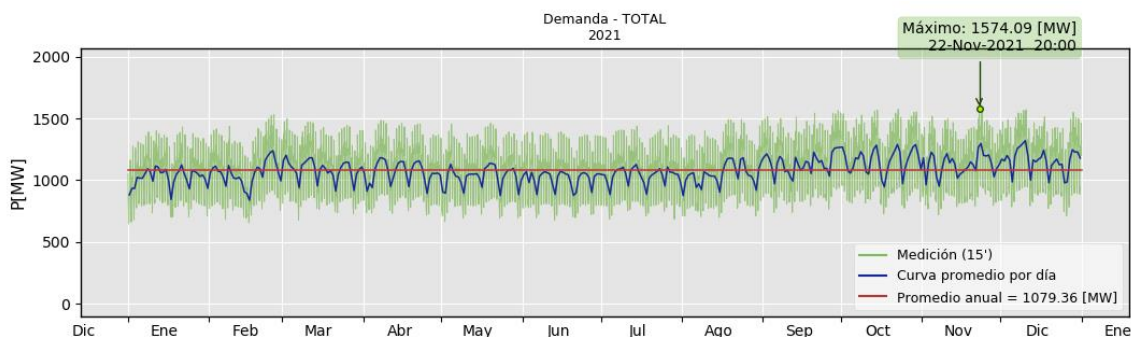


Figura 3.8. Demanda total del 2021
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

Las demandas retiradas por un factor de participación fueron las siguientes como se muestra en la figura 3.8 (a). La CRE es una empresa de distribución de energía eléctrica del departamento de Santa Cruz con mayor porcentaje de participación del 36.9 % del total, siendo uno de los departamentos con una mayor demanda, siguiendo la empresa DELAPAZ con un porcentaje de distribución del 20.9 %. El que tiene menor porcentaje de participación del 0.2 % es LAS LOMAS como se muestra en la figura 3.2.

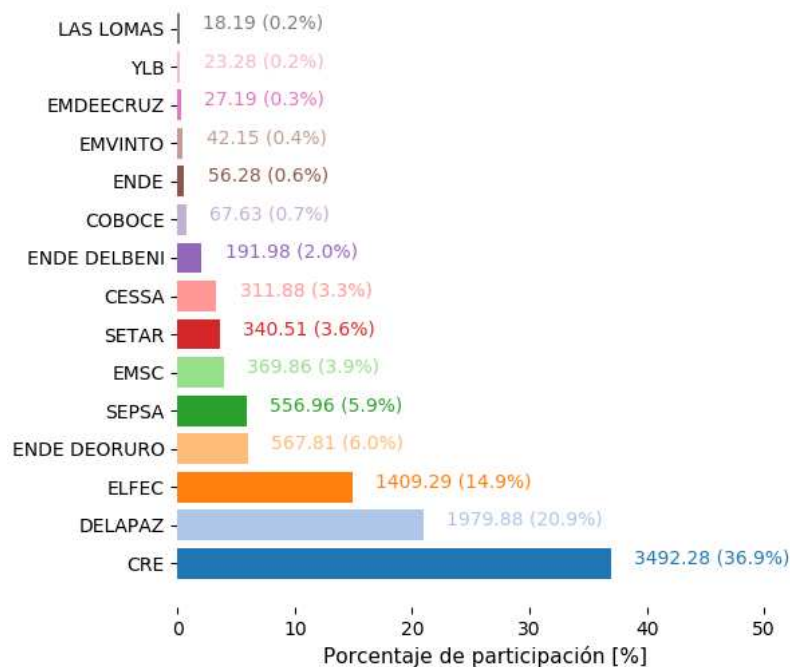


Figura 3.8 (a). Porcentaje de participación de las demandas
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

El crecimiento de la demanda de potencia (MW) del SIN a lo largo de 4 años (2018 a 2021) se visualiza en la figura 3.12. En el año 2020 ocurrió la pandemia que alteró las normales actividades del mundo incluyendo nuestro país, aspecto que puede visualizarse con una notoria caída (en color lila en dicho gráfico). Puede ser útil detallar las demandas individuales por año:

- Máxima demanda del 2018 fue de 1511.21 MW, el 27 de septiembre a las 19:45 horas como se muestra en la figura 3.9
- Máxima demanda del 2019 fue de 1512.26 MW, el 19 de septiembre a las 19:45 horas como se muestra en la figura 3.10
- Máxima demanda del 2020 fue de 1565.84 MW, el 11 de marzo a las 20:00 horas como se muestra en la figura 3.11
- Máxima demanda del 2021 fue de 1574.09 MW, el 22 de noviembre a las 22:00 horas como se muestra en la figura 3.8

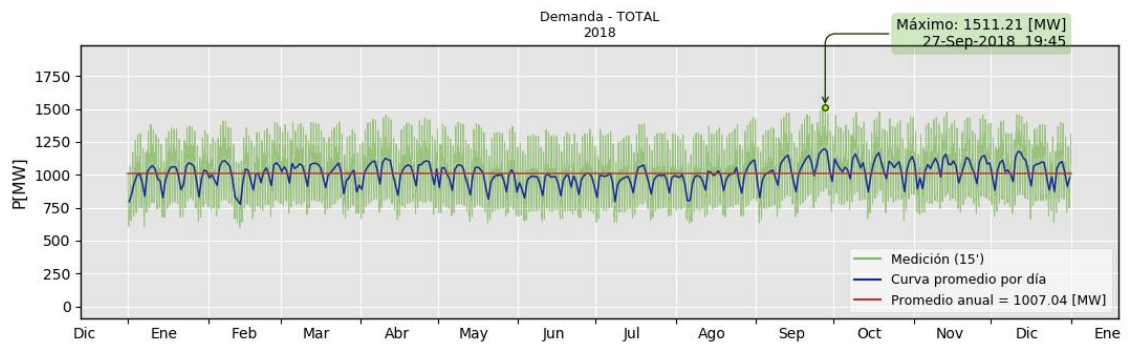


Figura 3.9. Demanda total del 2018
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

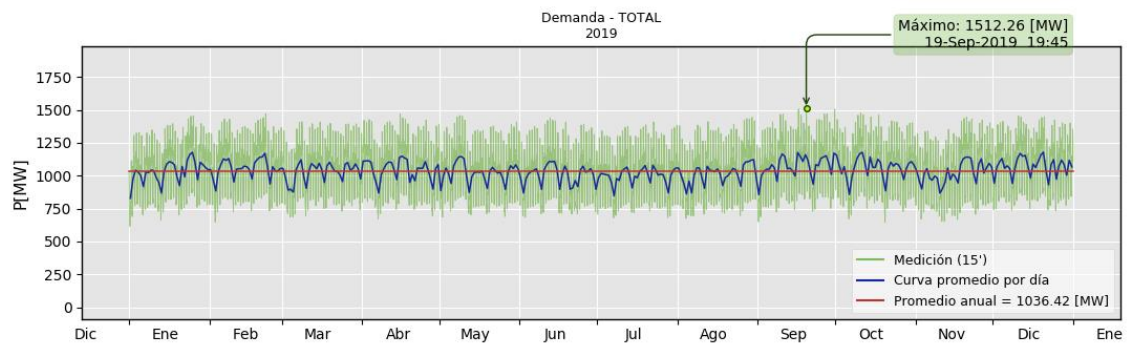


Figura 3.10. Demanda total del 2019
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

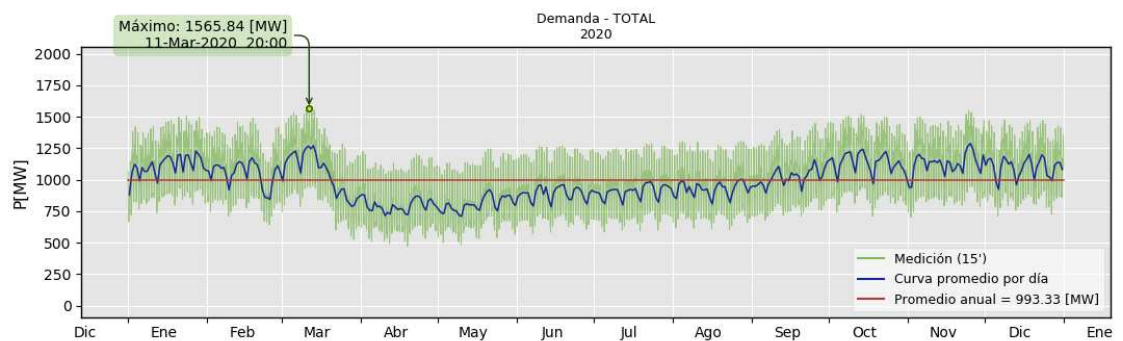


Figura 3.11. Demanda total del 2020
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

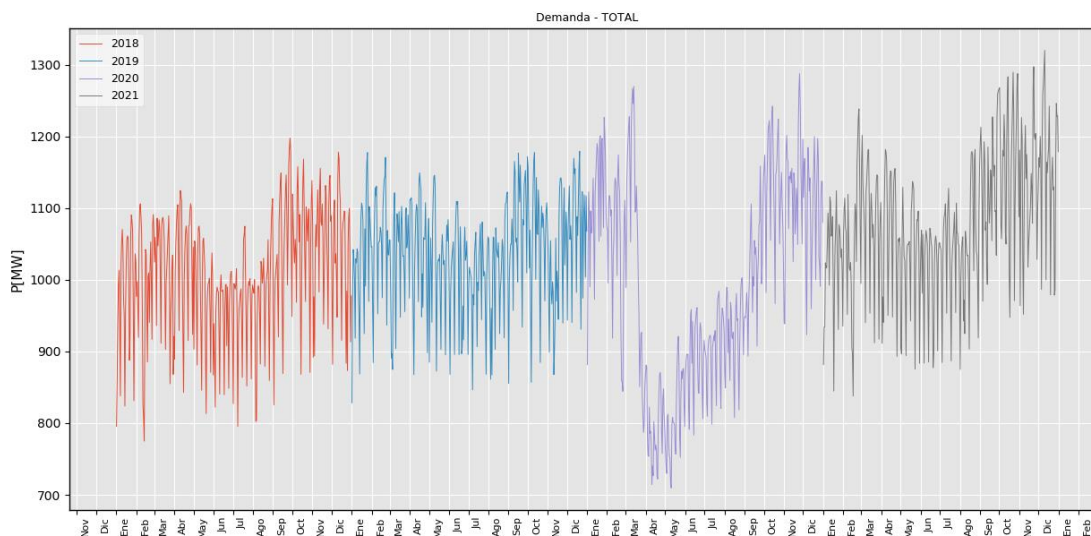


Figura 3.12. Curva promedio diario de la demanda entre los años 2018 a 2021
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.3.1. CURVA DE DEMANDA DE LOS AGENTES DE DISTRIBUCIÓN

La demanda de energía eléctrica de los agentes de distribución SIN (Sistema Interconectado Nacional) fue de 8954.46 GWh con una potencia máxima de 1517.11 MW dicha potencia registrada fue el 22 de noviembre a las 20:00 horas de la gestión 2021, como se muestra en la figura 3.12.

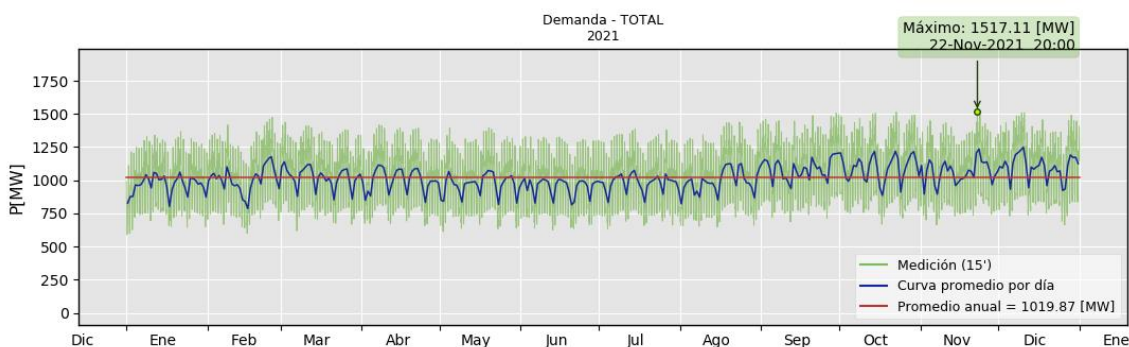


Figura 3.13. Curva promedio diario de la demanda de los agentes de distribución
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

Así mismo se observa en la tabla 3.4 la demanda en los cuatros estaciones del año y así mismo en los días laborable, semi laborable y feriado, en la estación con mayor demanda se presenta en la primavera con una demanda de 2377.91 GWh, como segundo en invierno

con 2211.01 GWh, como tercero en otoño con 2185.65 GWh y por último en verano con 2179.89 GWh. Así mismo se observa en la figura 3.14 la demanda máxima se presentó en días laborables con un porcentaje del 71.5 %, días feriados con un 14.5 % y días semi laborables con 14 %.

	PRIMAVERA	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	TOTAL
Laborable	1718.42	1561.98	1538.4	1587.46	6406.26
Semilaborable	337.83	314.27	294.5	304.83	1251.43
Feriado	321.67	303.63	352.75	318.72	1296.77
TOTAL	2377.91	2179.89	2185.65	2211.01	8954.46

Tabla 3.4. demanda por estaciones de los agentes de distribución
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

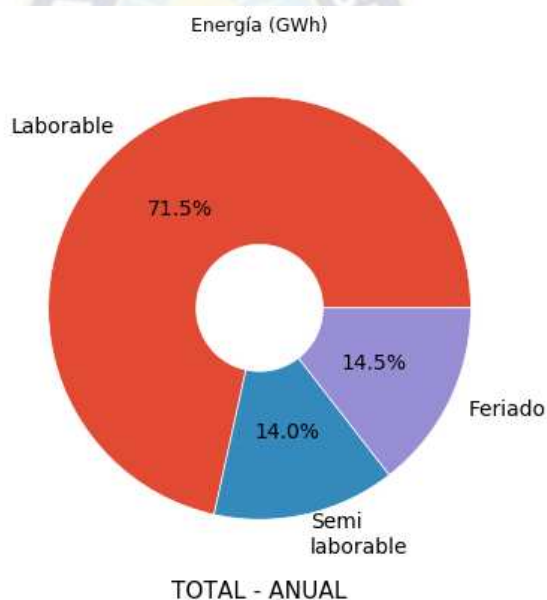


Figura 3.14. Porcentaje de demanda por estaciones de los agentes de distribución
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

La figura 3.8 muestra la demanda anual del agente de distribuidor CRE. Estadísticamente, CRE tiene la mayor demanda a comparación de los demás agentes de distribuidores del país. En tabla 3.4(a) muestra la demanda mensual de la CRE en el año 2021: energía de 3492.283 GWh con una potencia máxima de 718.81 MW registrada el 10 de diciembre a las 15:00 horas como se muestra en la figura 3.14(a).

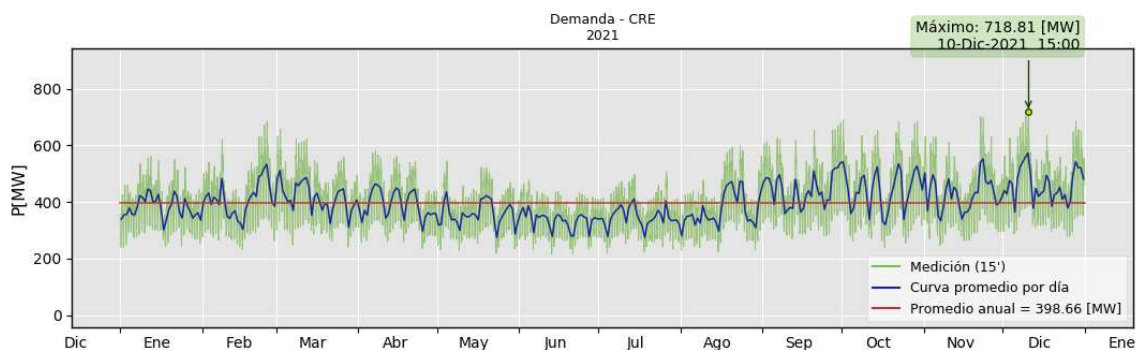


Figura 3.14(a). Demanda del agente de distribución CRE
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

	Máxima P[MW]	Media P[MW]	Mínima P[MW]	FC [%]	E [GWh]
Enero	560.903	380.081	238.196	67.76	282.78
Febrero	683.28	409.281	232.076	59.9	275.037
Marzo	658.337	416.402	241.139	63.25	309.803
Abril	582.226	391.862	236.228	67.3	282.14
Mayo	544.496	358.115	218.18	65.77	266.438
Junio	475.92	336.219	214.277	70.65	242.078
Julio	507.542	346.947	218.923	68.36	258.129
Agosto	599.335	371.885	224.507	62.05	276.682
Septiembre	678.923	441.301	269.58	65.0	317.736
Octubre	689.048	443.308	239.555	64.34	329.821
Noviembre	701.513	428.247	246.296	61.05	308.338
Diciembre	718.81	461.426	276.822	64.19	343.301
TOTAL					3492.283

Tabla 3.4(a). Demanda del agente de distribución CRE
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

3.3.2. CURVA DE DEMANDA DE LOS CONSUMIDORES NO REGULADOS

La demanda de energía eléctrica de los consumidores no regulados del SIN (Sistema Interconectado Nacional) fue de 522.42 GWh con una potencia máxima de 94.42 MW dicha potencia registrada fue el 11 de noviembre a las 11:45 horas de la gestión 2021, como se muestra en la figura 3.15.

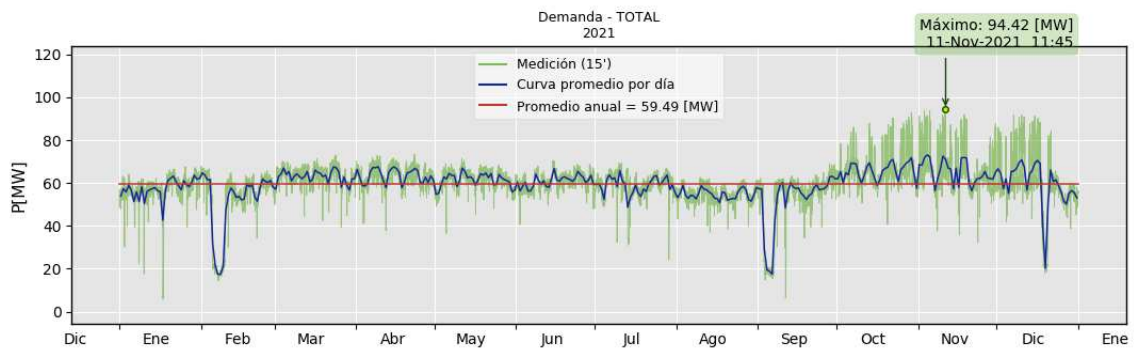


Figura 3.15. Curva promedio diario de la demanda de los consumidores no regulados
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

Así mismo se observa en la tabla 3.5 la demanda en los cuatros estaciones del año y así mismo en los días laborable, semi laborable y feriado, en la estación con mayor demanda se presenta en la primavera con una demanda de 139.1 GWh, como segundo en otoño con 138.14 GWh, como tercero en invierno con 122.75 GWh y por último en verano con 122.43 GWh. También se observa en la figura 3.16 la demanda máxima se presentó en días laborables con un porcentaje del 70.9 %, días feriados con un 15.2 % y días semi laborables con 13.9 %.

	PRIMAVERA	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	TOTAL
Laborable	101.02	87.01	95.09	87.02	370.15
Semilaborable	19.11	17.75	19.2	16.7	72.77
Feriado	18.96	17.67	23.85	19.02	79.5
TOTAL	139.1	122.43	138.14	122.75	522.42

Tabla 3.5. demanda por estaciones de los consumidores no regulados
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

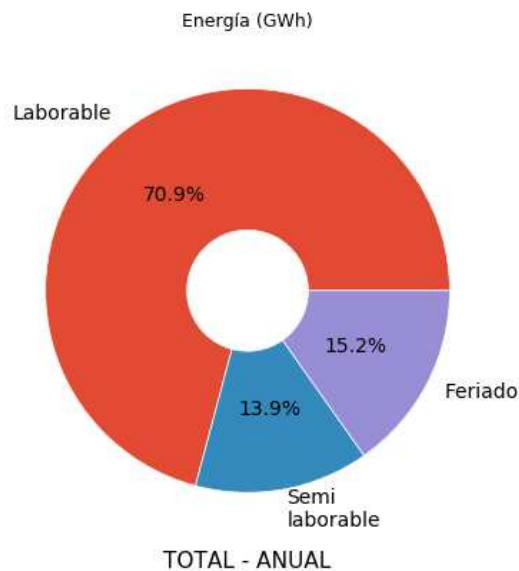


Figura 3.16. Porcentaje de demanda por estaciones de los consumidores no regulados
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

En la figura 3.8 muestra que el consumidor no regulado EMSC, tiene mayor cantidad de demanda a comparación de los demás consumidores no regulados. En tabla 3.5(a) muestra la demanda del consumidor no regulado EMSC es de 369.859 GWh con una potencia máxima de 52.14 MW registrada el 14 de enero a las 21:30 horas como se muestra en la figura 3.16(a).

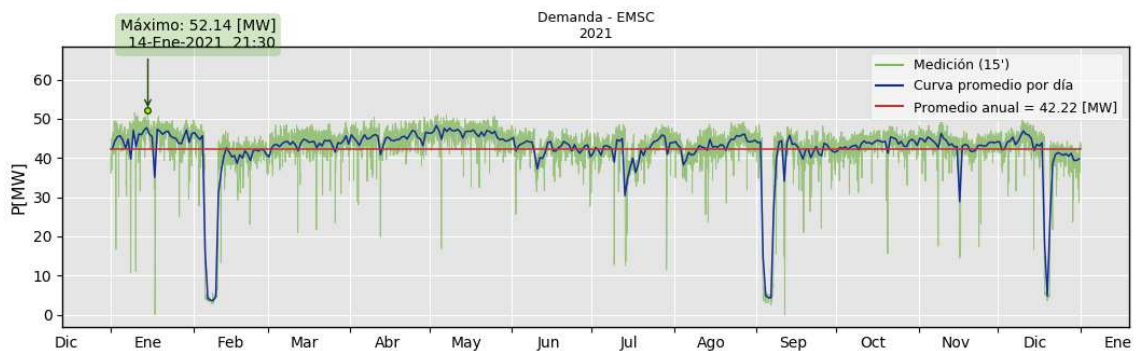


Figura 3.16(a). Demanda del consumidor no regulado EMSC
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC

	Máxima P[MW]	Media P[MW]	Mínima P[MW]	FC [%]	E [GWh]
Enero	52.137	44.911	0.0	86.14	33.414
Febrero	49.756	34.983	2.798	70.31	23.508
Marzo	49.023	43.579	20.939	88.89	32.423
Abril	50.417	45.008	19.724	89.27	32.406
Mayo	51.13	46.266	16.853	90.49	34.422
Junio	47.691	42.533	25.654	89.18	30.624
Julio	48.499	41.692	11.46	85.96	31.019
Agosto	49.168	43.174	23.678	87.81	32.121
Septiembre	48.467	36.976	0.0	76.29	26.622
Octubre	48.16	43.562	15.596	90.45	32.41
Noviembre	49.072	43.179	14.413	87.99	31.089
Diciembre	49.984	40.056	3.574	80.14	29.802
TOTAL					369.859

Tabla 3.5(a). Demanda del consumidor no regulado EMSC
Fuente: Datos CNDC visto por el GS-SMEC





CAPÍTULO IV: DATOS DE
ELEMENTOS PASIVOS Y
ACTIVOS DEL STI

4.1. ELEMENTOS PASIVOS Y ACTIVOS DEL STI

Todo modelo de ingeniería requiere una organización estructurada de la información del objeto de aplicación. En nuestro caso, se pretende modelar un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), para régimen siendo los componentes más importantes de este modelo:

- El diagrama unifilar que, desde el punto de vista de circuitos, representa gráficamente la disposición y conexión de sus componentes (es decir el “lay – out”)
- Las Bases de Datos (BD), que básicamente son conjuntos de datos que pertenecen a un contexto informativo específico.

¿Qué es una Base de Datos (BD)? Una BD es un conjunto de datos estructurados que pertenecen a un mismo contexto específico. Funcionalmente una BD es una herramienta de informática que administra en forma digital una gran cantidad de datos. Al mencionar la administración de datos, estamos refiriéndonos a varios aspectos de su manejo, por ejemplo: actualizar, consultar, buscar, seleccionar baja criterios, agregar registros, borrar registros, etc.

4.2. ELEMENTOS PASIVOS DEL STI

Un elemento pasivo es un componente eléctrico que no genera energía, sino que la disipa, almacena y/o libera. Los elementos pasivos incluyen resistencias, condensadores y bobinas.

Se trata de los componentes físicos del SEP cuyos parámetros por sí solos no se alteran, ni tienen capacidad de modificar parámetros de la generación (oferta), ni del consumo (demanda). La siguiente tabla describe los elementos pasivos de un SEP que básicamente son la resistencia, la reactancia, y la susceptancia):

Equipo	Resistencia en serie	Reactancia en serie	Susceptancia en derivación	Modelo de circuito
Línea de Transmisión	Si	Si	si	p
Autotransformador	Si	Si	no	p
Reactor	No	No	si	bobina a tierra
Capacitor	No	No	si	capacitor a tierra
Capacitor serie	No	Si	no	conexión en serie

Tabla 4.1. Datos esenciales de elementos pasivos de los equipos

Fuente: Base de datos del CNDC

La resistencia y reactancia se mide en ohmios, la susceptancia en mhos o siemens, sin embargo, para la mayoría de los programas (software) de ingeniería eléctrica se prefieren usar valores en por unidad, tomando como base de potencia 100 MVA y el valor del voltaje nominal en kV en el que operan los equipos. Existen dos bases de datos (BD) diferenciadas una para líneas de transmisión y otra para autotransformadores, cuyos campos de información y registros nos fueron proporcionados por el CNDC para modelar el Sistema Troncal Interconectado (STI).

Las líneas de transmisión pueden ser de corta o mediana o larga longitud (medidas en km). La BD del CNDC, entre otros campos de información contiene: nombre, código identificación (nodos extremos), propietario, voltaje nominal (kV), potencia natural (MW), límite máximo de capacidad (MVA), resistencia y reactancia en ohmios y en valores porcentuales, capacitancia (F), Impedancia característica (ohm), límites de sobrecarga (MVA). El modelo de circuito adoptado para una línea de transmisión es el “circuito π ”, teniendo en sus extremos capacitores equivalentes conectados a tierra.



Figura 4.1. Línea de transmisión Santiváñez – San José con un nivel de tensión de 230 kV. Ubicado en el departamento de Cochabamba - Bolivia
Fuente: <https://www.ende.bo/public/imgs/notice/linea.jpg>

Los autotransformadores son transformadores de un solo bobinado fraccionado para el lado de alta y el lado de baja, generalmente tienen una relación de transformación no

mayor a 3.5. Una considerable cantidad de ellos tienen 3 arrollamientos (el tercero es el de más baja tensión, usado para servicio local). La BD del CNDC, entre otros campos de información contiene: nombre, código identificación (nodo), propietario, voltajes nominales (kV), potencia nominal (MW, y MVA), resistencia y reactancia en ohmios, posición de tap, límites de taps, y grupo de conexión, entre otros. El modelo de circuito adoptado para una línea de transmisión es el “circuito π ”, teniendo en cuenta la posición del tap para el modelamiento de sus tres admitancias: en derivación lado de la fuente, en serie, y en derivación lado carga.



Figura 4.2. Transformador Cumbre con relación de transformación de tensión 230/115 kV

Fuente: http://4.bp.blogspot.com/-57GJ78SWcLw/VakL9rk_m3I/AAAAAAAAAD1g/72xCsmP3-bY/s640/Subestacion%2BCumbre%2BBolivia%2BEnergia%2BElectricidad.jpg

BRANCH	k	m	tipo_rama	r	x	b_linea	t	tmin	tmax
1	1	2	1	0,001364	0,056933	0,000000	1,000	0,850	1,050
3	1	21	0	0,022258	0,151163	0,268647	1,000	1,000	1,000
4	2	3	0	0,006367	0,035432	0,001749	1,000	1,000	1,000
5	4	5	1	0,001386	0,055853	0,000000	1,000	0,900	1,100
6	4	6	0	0,003594	0,024737	0,044761	1,000	1,000	1,000
7	4	28	0	0,014198	0,095736	0,722669	1,000	1,000	1,000
8	6	7	1	0,001383	0,056433	0,000000	1,000	0,900	1,100
9	7	8	0	0,048883	0,144465	0,015981	1,000	1,000	1,000
10	8	10	0	0,069385	0,200742	0,023200	1,000	1,000	1,000
11	9	10	0	0,079400	0,236476	0,026791	1,000	1,000	1,000
12	10	11	0	0,100983	0,298578	0,038246	1,000	1,000	1,000
13	11	12	0	0,045104	0,130284	0,014786	1,000	1,000	1,000
14	11	13	0	0,128618	0,369124	0,043119	1,000	1,000	1,000
15	12	14	0	0,153180	0,440189	0,050946	1,000	1,000	1,000
16	14	15	0	0,092378	0,268386	0,031160	1,000	1,000	1,000

Tabla 4.2. Base de Datos de elementos pasivos del STI (área norte)
Fuente: Base de datos del CNDC

La BD de elementos pasivos a aplicar en el presente trabajo, unifica la base de datos de líneas y autotransformadores del CNDC, mostrada en la Tabla 4.2 que aplica solo al área norte (como ejemplo) distinguiendo entre ellos con el tipo_rama=0 y tipo_rama=1 respectivamente. Se observa que para autotransformadores la susceptancia en derivación es 0, y para líneas de transmisión es la totalidad de la susceptancia capacitiva del modelo π ; las 3 última columna se aplica exclusivamente para autotransformadores (observe el valor de t_{min} y t_{max} que corresponde a los datos de placa del autotransformador, información otorgada por el CNDC)

También se aclara que para cada escenario se revisan los registros de la BD (Tabla 4.2) de modo que reflejen la operación real (es decir los equipos que realmente estaban conectados y operando).

4.3. ELEMENTOS ACTIVOS DEL STI

Los Elementos Activos de una red eléctrica son aquellos que pueden realizar la conversión energética de una fuente primaria (térmica, hidráulica, eólica, fotovoltaica) a energía eléctrica. En SEP el ejemplo fundamental es el alternador síncrono, que es la fuente de energía eléctrica. En el análisis de SEP, usualmente se emplea el término INYECCIÓN DE POTENCIA, que no es otro concepto que la diferencia (resta) entre generación y consumo. De modo que, al mencionar elementos pasivos, también se incluyen a los consumos (demandas). También se denominan elementos activos porque varían instante

a instante en función del equilibrio entre Oferta (generación) y Demanda (consumo). Los parámetros asociados con los elementos activos de una red son:

Voltaje nodal en módulo y ángulo (fasor)

Potencia activa nodal inyectada (escalar)

Potencia reactiva nodal inyectada (escalar)

De aquí en adelante nos referiremos simplemente como voltaje, potencia activa y potencia reactiva, sobreentendiendo que se tratan de valores de nodo. Se aclara que, en este proyecto de grado, todos los elementos activos se especifican en la base de datos de nodos (buses).

La BD de elementos activos se muestra en la Tabla 4.2 (como ejemplo solo para el área norte y el escenario 1).

BUS	tipo_nod	nombre	V0	d0	Pg	Qg	Pd	Qd	bsh	area	CODCND
1	0	Mazocruz 230 kV	1,00000	0	0	0	26,295	7,769	0	1	MAZ230
2	0	Mazocruz 115 kV	1,00000	0	0	0	0	0	0	1	MAZ115
3	2	Kenko 115 kV	1,01669	0	99,584	5,914	77,495	5,914	0	1	KEN115
4	0	Palca 230 kV	1,00000	0	0	0	0	0	-0,24	1	PCA230
5	0	Palca 115 kV	1,00000	0	0	0	0,758	-0,062	0	1	PCA115
6	0	Cumbre 230 kV	1,00000	0	0	0	0	0	0	1	CUM230
7	2	Cumbre 115 kV	1,02820	0	34,565	0	23,449	-2,884	0	1	CUM115
8	2	Chuspipata 115 kV	1,04377	0	75,449	0	2,231	0,48	0	1	CHS115
9	0	Huaji 115 kV	1,03636	0	2,966	-2,5	0	0	0	1	HUA115
10	0	Caranavi 115 kV	1,00000	0	0	0	5,739	-3,343	0	1	CRN115
11	0	Yucumo 115 kV	1,00000	0	0	0	0,406	-0,278	-0,05	1	YUC115
12	0	San Borja 115 kV	1,00000	0	0	0	0,998	0,128	0	1	SBO115
13	0	S Buenaventura 115 kV	1,00000	0	0	0	1,895	-0,343	0	1	SBU115
14	0	S Ignacio Moxos 115 kV	1,00000	0	0	0	1,903	-0,1922	-0,09	1	MOX115
15	2	Trinidad 115 kV	1,00280	0	3,64	0,11	12,33	-0,928	0	1	TRI115

Tabla 4.3. Base de Datos de elementos activos del STI (área norte)

Fuente: Elaboración Propia

Las columnas de la BD de elementos activos muestran los campos efectivamente utilizados para resolver el “Estado” del SEP. El campo “tipo_nod” hace referencia al tipo de nodo (subestación) requerido por el modelo matemático, 0 para nodo PQ, 2 para nodo PV (mayor detalle se da en el acápite 5.4 del próximo capítulo).

Los datos de generación y consumo (Pg, Qg, Pd, Qd), fueron extraídos de la BD denominada SMEC (Sistema de Medición Comercial del MEM boliviano) proporcionados por el CNDC. Los voltajes, en los nodos PQ son calculados mediante la solución del modelo matemático, en cambio los voltajes de los nodos PV también fueron dados por el CNDC para cada escenario.

Los valores de “bsh” corresponden a la suma de susceptancias de los reactores asociados a las líneas de transmisión conectadas al nodo. Se aclara que no se trata de los semi valores de la susceptancia capacitiva del modelo π de las mismas.

Finalmente se aclara que la 1ra y última columna de la Tabla 4.3 corresponde a la numeración de nodo empleada para el software, y la denominación del mismo manejada por el CNDC.

4.4. DIAGRAMA UNIFILAR

En anexo 12.6 se hace una descripción de los Tipos de Diagramas unifilares y sus variantes, aquí es pertinente mencionar que para representar el STI-u (Sistema Troncal Interconectado versión de estudio desarrollado en la universidad) se ha usado el tipo lay-out disponible en su versión para Google Earth preparado por la AETN, y también el mapa de Bolivia con los Principales Sistemas Eléctricos (Figura 2.2) y el Sistema Troncal de Interconexión elaborados y mostrados en la página web del CNDC (ambos son variantes de un unifilar tipo lay-out). Y con la ayuda de los diagramas: unifilar SIN (es del tipo operativo ortonormal), y unifilar STI (es del tipo ortonormal simplificado, mostrado en la Figura 2.5) ambos también elaborados por el CNDC, se elaboró el diagrama unifilar semi lay-out mostrado en la Figura 2.6. Este último contiene la numeración de nodos e información gráfica esencial de subestaciones, centrales, líneas, autotransformadores, capacitores y reactores.

4.5. DIAGRAMAS UNIFILARES PARA LOS ESCENARIOS A ANALIZAR

Para cada escenario de la gestión 2021, se realizaron seis diagramas unifilares distintos, esto se debe a que algunas líneas, nodos entraron en funcionamiento a mediado y fin del año. A los diagramas unifilares son seis los cuales se muestran en la tabla 4.4 y 4.5

escenario	estación	fecha	hora	S.E. Ausentes	equipos existentes pero desconectado	líneas y autotransformadores ausentes	diagrama unifilar
1	verano	17/2/2021	04:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian, La Plata	Bel - War 230 kV, Plc 230 kV- Maz 230 kV	Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	1
2	verano	17/2/2021	11:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian, La Plata		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
3	verano	25/2/2021	19:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian, La Plata		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
4	otoño	19/5/2021	04:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian	Lin Palca - Mazocruz 230 kV	Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	4
5	otoño	19/5/2021	11:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
6	otoño	19/5/2021	19:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado, S Julian		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
7	invierno	18/8/2021	04:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado	Lin Palca - Mazocruz 230 kV	Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	4
8	invierno	18/8/2021	11:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
9	invierno	23/8/2021	19:00	Paraiso, Guarayos, El Dorado		Guarayos - Paraiso, Brechas - Dorado	2
10	primavera	22/11/2021	04:00	Paraiso, Guarayos	Lin Palca - Mazocruz 230 kV	Guarayos - Paraiso	5
11	primavera	22/11/2021	11:00	Paraiso, Guarayos		Guarayos - Paraiso	3
12	primavera	22/11/2021	19:00	Paraiso, Guarayos		Guarayos - Paraiso	3
13	sabado	13/11/2021	13:00	Paraiso, Guarayos	Carr-Chi, Las carr- Torruhuay, 230 kV, VHE-Irpa115 kV	Guarayos - Paraiso	6
14	domingo	14/11/2021	13:00	Paraiso, Guarayos		Guarayos - Paraiso	3
15	domingo	12/12/2021	19:00	Paraiso, Guarayos		Guarayos - Paraiso	3
16	sabado	18/12/2021	13:00	Paraiso, Guarayos		Guarayos - Paraiso	3

Tabla 4.4. Resumen de S.E. y líneas ausentes, desconectados en la gestión 2021
Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 4.4 se observa los 16 escenarios, S.E. ausentes, equipos existentes pero desconectados, líneas y autotransformadores ausentes. La línea Guarayos – Paraiso se observa que en toda la gestión 2021 no entro en funcionamiento, la línea Brechas – El Dorado entro en funcionamiento a partir del escenario 10 (22/11/2021), las subestaciones Guarayos y el Paraiso tampoco entro en funcionamiento en la gestión 2021, la subestación El Dorado entro en funcionamiento a partir del escenario 10 (22/11/2021), la subestación San Julián entro en funcionamiento a partir del escenario 7 (18/18/2021) y la subestación La Plata entro en funcionamiento a partir del 4 (19/05/2021) escenario.

Las líneas existentes pero ausentes son Bélgica – Warnes (1 terna), Palca – Mazocruz (2 ternas) en el escenario 1. La línea Palca – Mazocruz (2 ternas) en los escenarios 4, 7 y 10. En el escenario 13 Carrasco – Chimoré (1 terna), Las carreras 230 kV- Torre Huayco (1 terna), 230 kV, VHE - Irpa Irpa 115 kV (1 terna). A partir de ello con esas observaciones empezamos a enumerar el número de diagramas unificables como se muestra el resumen en la tabla 4.5

#	número de diagramas unificables (resumen)			escenario
	día.uni	Nodos	Arcos	
1	100	111	Belgica - Warnes 230 kV, Palca 230 kV- Mazocruz 230 kV	1
2	100	114	El Dorado - Brechas 230 kV	2,3,5,6,8,9
3	101	115	Completo	11,12,14,15,16
4	100	112	Palca - Mazocruz 230 kV	4,7
5	101	113	Palca - Mazocruz 230 kV	10
6	101	112	Carrasco - Chimoré, Las carreras 230 kV- Torre Huayco, 230 kV, VHE - Irpa Irpa 115 kV	13

Tabla 4.5. Resumen de diagramas unificables
Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO V:
MODELO MATEMÁTICO
CLÁSICO REPRESENTADO
POR EL SISTEMA DE
ECUACIONES PARA
RESOLVER VARIABLES DE
ESTADO

5.1. CONCEPTO DE MODELO MATEMÁTICO

Un modelo matemático, es una manera de representar y expresar un fenómeno físico en lenguaje numérico abstracto, empleando variables presentes en expresiones de la electrotecnia, por ejemplo, voltajes nodales. En el presente proyecto de grado se aplicará para la resolución del Estado del SEP en régimen permanente.

5.2. MODELO MATEMÁTICO PARA RESOLVER EL “ESTADO” DE UN SEP EN RÉGIMEN PERMANENTE

5.2.1. LA LEY DE OHM PARA UN SEP

Desde el punto de vista de CIRCUITOS de corriente alterna, la electrotecnia encara al menos dos métodos (ambos empleando números complejos): el de “corrientes de malla” y el de “voltajes nodales”. Se demuestra que para problemas de sistemas de potencia en ingeniería eléctrica el último método es el mejor y el más conveniente. Además, del conjunto de parámetros eléctricos complejos: V , I , S , Z o Y todos referidos a nodos, en rigor matemático solo son necesarios 3 parámetros: V , S , y Z ; o V , S y Y . De cualquier forma, el cuarto parámetro se halla aplicando la ley de Ohm.

De la definición de corriente nodal, y potencia nodal se tiene: $I = Y.V$, y $V.I^* = S$ respectivamente.

De donde para un SEP de n nodos tenemos:

$$[(S/V)^*]_{n,1} = [Y]_{n,n} [V]_{n,1} \quad (5.1)$$

Se observa que el sistema de ecuaciones (5.1) es no lineal respecto del voltaje, en consecuencia, para su solución no se acude al “álgebra lineal” sino que es necesario recurrir al “análisis numérico” empleando algún método específico como ser Gauss-Seidel, Newton-Raphson o cualquier otro (véase anexo 12.3.4). También debe observarse que la matriz resultante $[Y]_{n,n}$ por lo general es muy dispersa por la cantidad de elementos nulos que tiene, razón por la cual los modernos programas contemplan esta situación dando un tratamiento que permite ganar tiempo computacional y reducir el uso de localidades de memoria.

La disponibilidad del software AMPL, nos permite modelar y hallar una solución mediante el uso de librerías específicas, no existe necesidad de programar la solución matemática numérica, como tradicionalmente se lo hace con los métodos G-S y N-R

(mostrados en anexo 12.3.4), siendo que también utiliza el concepto de conjuntos aplicado a nodos, a ramas, y su producto cartesiano para especificar las dimensiones de la matriz de admitancias nodales, que generalmente son dispersas o ralas, facilitando de esta manera el proceso de optimización, aliviando el uso de tiempo y memoria computacional.

5.3. NOTACIÓN CIENTÍFICA A EMPLEAR:

$V_k = V_k \angle \delta_k$ voltaje complejo en el nodo k

$S_k = S_k \angle \phi_k$ potencia aparente inyectada compleja en el nodo k

$S_k = P_k + j Q_k$ potencia aparente inyectada compleja en el nodo k

$Y_{km} = Y_{km} \angle \theta_{km}$ elemento de la matriz de admitancias nodales, forma polar

$Y_{km} = G_{km} + j B_{km}$ elemento de la matriz de admitancias nodales, forma rectangular

$y_{km} = y_{km} \angle \beta_{km}$ admitancia de un elemento, forma polar

$y_{km} = g_{km} + j b_{km}$ admitancia de un elemento, forma rectangular

Definición de potencia inyectada:

$P_k = P_{gk} - P_{dk}$ Potencia activa inyectada, es generación menos demanda en nodo k

$Q_k = Q_{gk} - Q_{dk}$ Potencia reactiva inyectada, es generación menos demanda en nodo k

Previo a resolver un SEP es necesario identificar para cada nodo, el tipo correspondiente para así plantear el sistema de ecuaciones compatible, cuya solución nos permitirá conocer por completo todas las variables del SEP para un (instante) escenario dado.

En síntesis, el modelo matemático puede considerarse como un “sistema de control” cuyas variables de perturbación (V.P.) son las “señales de entrada”, la demanda de potencia activa y reactiva; el SEP que es la red de AT con todos sus equipos interconectados entre sí, procesa las variables de control (V.C.) constituida por diferentes parámetros eléctricos que matemáticamente se identifican como “especificaciones” (módulo de voltaje, potencia generada activa y potencia generada reactiva); para finalmente obtener las “señales de salida” o variables de estado (V.E.) que son las incógnitas. Todo lo explicado está

esquematzado en la figura 5.1, donde: V.P. = Datos; V.C. = Especificaciones; y V.E. = Incógnitas

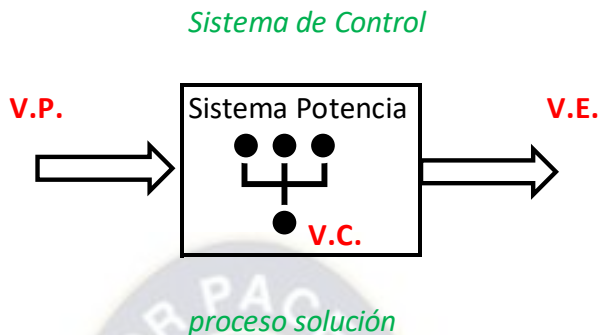


Figura 5.1. Sistema de control de un SEP – proceso de solución
Fuente: Elaboración propia

5.4. TIPOS DE NODO EN UN SEP Y SOLUCIÓN DE V.E.

Cada uno de los nodos de un sistema eléctrico de potencia tiene parámetros eléctricos que pueden clasificarse según estos tipos de variables. Básicamente existen tres tipos de nodo:

Tipo	código	V.P.	V.C.	V.E.
PV	2	Pd, Qd	Pg, V	Qg, δ
PQ	0	Pd, Qd	Pg, Qg	V, δ
SL	3	Pd, Qd	V, d	Pg, Qg

Por lo general, el tipo PV se asigna a una central eléctrica; el tipo PQ se asigna a una subestación de distribución; y finalmente el tipo SL (slack o swing) se asigna también a una central eléctrica que permita el balance final de oferta y demanda incluyendo las pérdidas, preferiblemente debe ser una central grande. Debe notarse que un SEP solo puede tener un solo nodo SL y no varios tal como se da con los tipos PV y PQ. Esta regla de asignación no es limitativa, por ejemplo, un nodo con central eléctrica también puede asignarse como PQ cuando de antemano se asigna una potencia específica de generación activa y reactiva, pudiendo o no el mismo nodo atender demanda.

Considerando la definición de *potencia inyectada*, y la notación científica 100% polar, aplicando la relación (1) se obtiene P_k y Q_k en términos de Y_{km} y ángulo $(\delta_k - \delta_m - \theta_{km})$; Así mismo aplicando la forma polar solo para voltajes y la forma rectangular para los

elementos de la matriz de admitancia nodal (G_{km} y B_{km}), se obtiene otra expresión mixta para las inyecciones de potencia P_k y Q_k tal como se muestra a continuación:

$$P_k = Pg_k - Pd_k$$

$$P_k = \sum_m V_k \cdot V_m \cdot Y_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m - \theta_{km})$$

$$P_k = \sum_m V_k \cdot V_m \cdot [G_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m)]$$

$$Q_k = Qg_k - Qd_k$$

$$Q_k = \sum_m V_k \cdot V_m \cdot Y_{km} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m - \theta_{km})$$

$$Q_k = \sum_m V_k \cdot V_m \cdot [G_{km} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) + B_{km} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m)]$$

Cabe hacer notar que computacionalmente la expresión mixta es la más conveniente, razón por la que en la actualidad son preferiblemente empleadas en las rutinas de resolución de “Estado” en régimen permanente, dichas expresiones se muestran en color azul, y las “Variables de Estado” asociadas son los módulos y ángulos de voltaje pertenecen a los nodos del tipo PQ, y asociadas con potencia de generación reactiva y ángulos de voltaje pertenecen a los nodos del tipo PV.

Recordemos que el nodo SLACK o SWING no participa en el proceso de solución numérica por iteraciones, precisamente porque el voltaje y su ángulo son conocidos (valores de referencia, por ejemplo: $V = 1.04$ con $\delta = 0.00^\circ$), y una vez convergida la solución recién se procede a calcular la potencia de generación activa y reactiva, así mismo se calcula la potencia de generación reactiva en los nodos PV.

5.5. CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA COMO APLICACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE V.E.

Una vez obtenidas las V.E. (voltajes en módulo y ángulo) la aplicación inmediata de esta solución es el cálculo de flujos de potencia activa y reactiva, y sus respectivos valores inversos, cuyas expresiones se muestran a continuación:

$$P_{km} = \delta_{km} \cdot \left(\frac{V_k}{t_{km}}\right)^2 - \delta_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m)$$

$$Q_{km} = - \left(b_{km} + \frac{b_{shkm}}{2} \right) \left(\frac{V_k}{t_{km}} \right)^2 - \delta_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) - b_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m)$$

$$P_{km} = \delta_{km} \cdot V_m^2 - \delta_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m)$$

$$Q_{km} = - \left(b_{km} + \frac{b_{shkm}}{2} \right) \cdot V_m^2 + \delta_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cdot V_k \cdot \frac{V_m}{t_{km}} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m)$$

$$\Delta P_{km} = P_{km} + P_{mk}$$

$$\Delta Q_{km} = Q_{km} + Q_{mk}$$

Cabe aclarar que el t_{km} es la relación de transformación en por unidad tomando como base la relación nominal: $t_{km} = k/k_n$. Por ejemplo: $k=6.9/112.0$ (ambos valores en kV), siendo el valor nominal $k_n=6.9/115.0$ kV, entonces, $t=1.0268$. El modelo de autotransformador cuyo regulador está en nodo k , corresponde a nodo de la izquierda en la tabla de elementos pasivos.

5.6. CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA DE UN AUTOTRASFORMADOR

Para analizar el flujo de potencia y su relación de transformación en los autotransformadores se debe analizar el circuito mostrado en la figura 5.2. Se trata de un autotransformador ideal conectado en serie con un transformador, este último representado por la admitancia y_{km} . A continuación, se muestra el procedimiento para eliminar el nodo intermedio x .

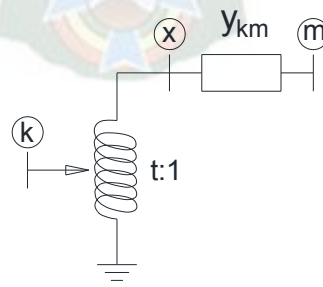


Figura 5.2. Circuito equivalente de un transformador con relación de transformación
Fuente: Elaboración propia

La relación de transformación está dada por la siguiente ecuación;

$$t = \frac{V_k}{V_m}$$

La corriente que circula a través del transformador está dada por:

$$I = (V_x - V_m) \cdot y_{km}$$

Considerando que no existe perdidas en el transformador:

$$V_k^* \cdot I_k = V_x^* \cdot I$$

Con los parámetros de las ecuaciones 1, 2 y 3 podemos decir que la corriente que circula entre los nodos de “k” a “m” será:

$$I = \frac{1}{t} \cdot \left(\frac{V_k}{t} - V_m \right) \cdot y$$

Lo propio de “m” a “k” será:

$$I = \left(V_m - \frac{V_k}{t} \right) \cdot y$$

Con las ecuaciones 4 y 5 podemos modelar la matriz de admitancias:

$$\begin{bmatrix} \frac{y}{t^2} & -\frac{y}{t} \\ -\frac{y}{t} & y \end{bmatrix}$$

A partir de ello se puede modelar el circuito (PI) en un transformador:

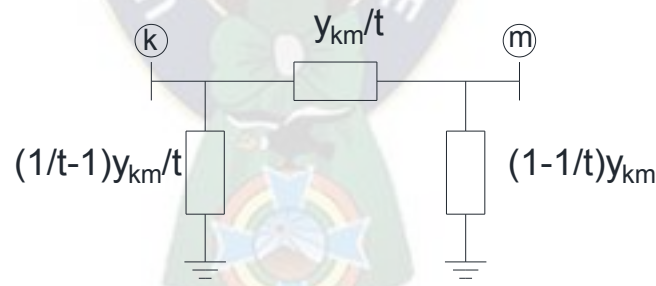


Figura 5.3. Circuito “π” equivalente
Fuente: Elaboración propia

A través de ello el flujo de potencia entre los nodos “k” a “m” será:

$$P_{km} + Q_{km} = \frac{1}{t^2} \cdot V_k^2 \cdot y^* - \frac{1}{t} V_k \cdot V_m^* \cdot y^*$$

De “m” a “k” será:

$$P_{mk} + Q_{mk} = V_m^2 \cdot y^* - \frac{1}{t} V_m \cdot V_k^* \cdot y^*$$



CAPÍTULO VI: MODELO PARA
OPTIMIZACIÓN DE
VARIABLES DE CONTROL Y
ESTADO

6.1. CONCEPTO DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA

Un modelo de programación matemática, consiste en una función objetivo y un conjunto de restricciones en la forma de un sistema de ecuaciones y/o inecuaciones, que en nuestro caso son NO LINEALES, estos modelos matemáticos son usados en todas las ramas de la ingeniería, en nuestro caso lo aplicaremos para obtener el flujo óptimo de potencia reactiva, aplicado para la minimización de pérdidas de potencia, aplicando un SOLVER.

6.2. MODELO MATEMÁTICO PARA RESOLVER EL “ESTADO ÓPTIMO” DE UN SEP EN RÉGIMEN PERMANENTE

Las expresiones del modelo matemático del capítulo precedente, es decir, para la solución clásica de las “variables de estado”, son las mismas para el objetivo de “optimizar las variables de estado”, con la adición de que se pretende mejorar: a) magnitudes de voltaje, b) minimizar la generación de potencia activa y reactiva, c) minimizar las pérdidas de potencia activa, d) minimizar la dispersión de magnitudes de voltajes nodales.

Para los propósitos y alcances de este estudio, en lo que se refiere al inciso (b) del párrafo anterior, solo nos limitaremos a minimizar solo la generación de potencias reactivas, pues la minimización de potencia reactiva, y no implica realizar el “despacho económico de carga”.

6.3. TRATAMIENTO DE LAS VARIABLES VC, VP, y VE

El modelo puede considerarse como un “sistema de control” cuyas variables de perturbación (V.P.) son las “señales de entrada”, la demanda de potencia activa y reactiva; el sistema de potencia que es la red de AT con todos sus equipos interconectados entre sí, procesa las variables de control (V.C.) constituida por diferentes parámetros eléctricos que se identifican como “especificaciones” (módulo de voltaje, potencia generada activa y potencia generada reactiva); para finalmente obtener las “señales de salida” o variables de estado (V.E.) que matemáticamente son las incógnitas. Todo lo explicado está esquematizado en la figura adjunta. A diferencia de la solución clásica, en los nodos PV y SLACK se busca el valor óptimo del módulo de voltaje, es decir ya no es una simple especificación, sino que pasa a ser una especificación a optimizar. Todo lo explicado está esquematizado en la figura 6.1. donde los parámetros con “*”: son variables a optimizar, donde: V.P. = Datos; V.C. = Especificaciones; y V.E. = Incógnitas.

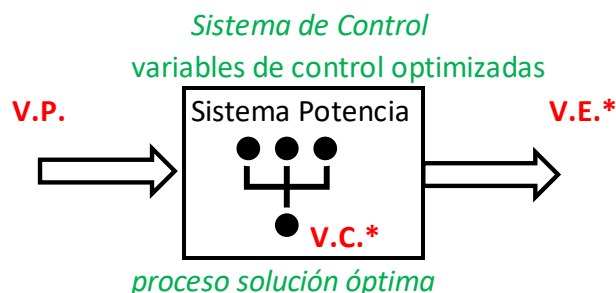


Figura 6.1. Sistema de control de un SEP – proceso de solución óptima

Fuente: Elaboración propia

6.4. TIPOS DE NODO EN UN SEP Y SOLUCIÓN DE V.E.

Cada uno de los nodos de un sistema eléctrico de potencia tiene parámetros eléctricos que pueden clasificarse según estos tipos de variables. Básicamente existen tres tipos de nodo. Como son las PV, PQ y SL, así mismo las variables a analizar son la de color azul como se muestra a continuación:

Tipo	código	V.P.	V.C.	V.E.
PV	2	Pd, Qd	Pg, V^*	Qg^* , δ^*
PQ	0	Pd, Qd	Pg, Qg^*	V^* , δ^*
SL	3	Pd, Qd	V^* , δ	Pg^* , Qg^*

Como el caso anterior en el subtítulo 5.4 del capítulo anterior. El tipo PV se asigna a una central eléctrica; el tipo PQ se asigna a una subestación de distribución o a una central eléctrica con valores de potencia de generación activa y reactiva conocidas; y finalmente el tipo SL (slack o swing) se asigna también a una central eléctrica que permita el balance final de oferta y demanda incluyendo las pérdidas. En el presente proyecto de grado las variables a optimizar son las potencias reactivas, voltajes y ángulos nodales que minimicen las pérdidas, que es una de las funciones objetivo.

6.5. ALGUNOS ELEMENTOS PASIVOS DE LA RED RESULTAN SER VARIABLES A OPTIMIZAR

Nos referimos a la matriz de admitancias nodales resultado de aplicar el modelo π a líneas de transmisión y también a los transformadores, ya que la posición de los taps juega un rol importante en la obtención de los módulos de voltaje nodal, de modo que la relación de transformación por unidad “t” resulta ser una variable discreta a optimizar.

Por otra parte, los elementos pasivos en derivación nodo a tierra, que pueden ser bancos de capacitores o reactores, a conectarse para optimizar tanto el módulo de voltaje nodal como la generación de potencia reactiva en dicho nodo. La representación de un elemento en derivación en el nodo “k” es a través de la susceptancia “ b_{sk} ”. En consecuencia, los elementos de la matriz de susceptancias nodales que tienen conectado un banco de capacitores o un reactor se pueden escribir de la siguiente forma matemática:

$$B_{kk} = b_{sk} + \sum_l \left(\frac{b_{ki}}{t_{ki}^2} + \frac{\beta_{ki}}{2} \right) + \sum_l \left(b_{ik} + \frac{\beta_{ik}}{2} \right)$$

$$B_{km} = - \sum_l \frac{b_{km}}{t_{km}} - \sum_l \frac{b_{mk}}{t_{mk}}$$

Donde:

- b_{sk} : Es la susceptancia en derivación (capacitor o reactor) en el nodo “k”
- b_{ki} : Es la susceptancia del transformador entre los nodos “k” e “i”
- β_{ki} : Es la susceptancia en derivación de la línea de transmisión (modelo π)
- t_{ki} o t_{km} : Es la relación de transformación t por unidad a optimizar en forma discreta.

6.6. MODELO MATEMÁTICO PARA HALLAR LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DE ESTADO

Previo a calcular el flujo óptimo, es lógico que hallaremos primero las variables de estado óptimas, mediante el modelamiento que, en nuestro caso, fundamentalmente minimizará la generación de potencias reactivas del SEP. El modelo tendrá la siguiente forma:

6.6.1. FUNCIONES MULTIOBJETIVO

Es decir, habrá más de una función objetivo, los cuales son las siguientes:

1. Minimizar las pérdidas por efecto Joule en todas las ramas del SEP (líneas y trafos)
2. Minimizar la generación reactiva en los nodos PV y SLACK
3. Minimizar el perfil de los voltajes nodales alrededor de 1.0 p.u.

En consecuencia, el modelo matemático multi objetivo tiene 3 funciones:

$$\begin{aligned} & \text{Min} \left(\sum_l g_{k_m} \left[(V_k \cdot t_{k_m})^2 + (V_m)^2 - 2 \cdot V_k \cdot V_m \cdot t_{k_m} \cdot \cos(\delta_k - \delta_m) \right] \right) \\ & \text{Min} \left(Qd_k + \sum_m V_k \cdot V_m [G_{k_m} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) + B_{k_m} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m)] \right)^2 \\ & \text{Min}(V_m - 1)^2 \dots \dots \dots (1) \end{aligned}$$

Misma ecuación anterior (1) conocida en la estadística como la desviación estándar, es una medida que nos indica la dispersión media de una variable (voltaje) con respecto a la unidad, donde Vm es el voltaje del m-ésimo nodo, este valor debe estar dentro de las condiciones mínimas de desempeño, así mismo la diferencia del mismo a la unidad esta elevado al cuadrado para poder obtener un valor positivo. Si la desviación estándar es muy baja, esto indica que el voltaje está muy cerca a la media, mientras si la desviación es alta esto indica una mayor dispersión en un rango de valores de voltaje.

6.6.2. RESTRICCIONES

Las restricciones a considerar se agrupan en 3 conjuntos:

1. Restricción de Inyección de potencia activa en nodos PQ y PV
2. Restricción de Inyección de potencia reactiva en nodos PQ
3. Límites inferior y superior de generación reactiva en nodos PV y SLACK

En consecuencia, las restricciones del modelo son: Sujeto a:

$$(Pg_k - Pd_k) = \sum_m V_k \cdot V_m [G_{k_m} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m) + B_{k_m} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m)]$$

Sujeto a:

$$(Qg_k - Qd_k) = \sum_m V_k \cdot V_m [G_{k_m} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) + B_{k_m} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m)]$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned} Qgmin_k & \leq \left(Qd_k + \sum_m V_k \cdot V_m [G_{k_m} \cdot \text{sen}(\delta_k - \delta_m) + B_{k_m} \cdot \text{cos}(\delta_k - \delta_m)] \right) \\ & \leq Qgmax_k \end{aligned}$$

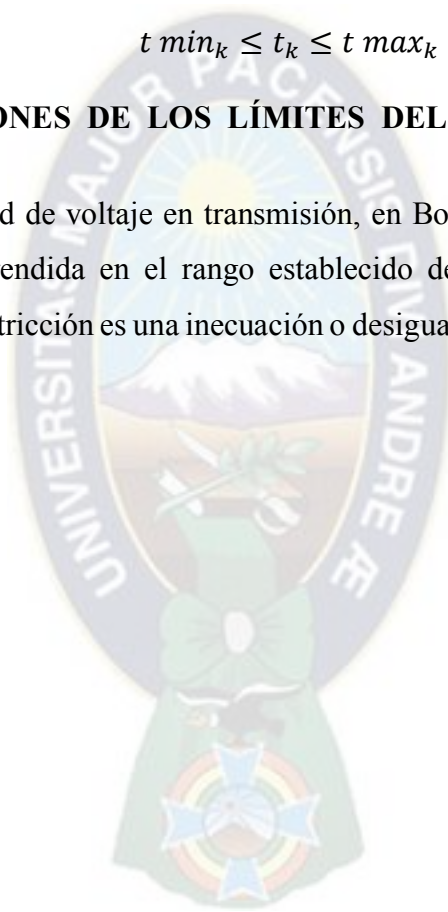
6.6.3. RESTRICCIONES DE LOS LÍMITES DE TAPS EN LOS TRANSFORMADORES

Se trata de una restricción de límite dada por el fabricante del transformador, al ser t la variable discreta que indica la posición de la toma de derivación del transformador, esta puede variar de acuerdo a la regulación del voltaje en el primario o secundario del transformador. En consecuencia, esta restricción es una inecuación o desigualdad de la forma:

$$t \min_k \leq t_k \leq t \max_k$$

6.6.4. RESTRICCIONES DE LOS LÍMITES DEL MÓDULO DEL VOLTAJE NODAL

Por razones de calidad de voltaje en transmisión, en Bolivia se exige al sistema que su magnitud este comprendida en el rango establecido de 0.95 a 1.05 por unidad. En consecuencia, esta restricción es una inecuación o desigualdad de la forma: $V \min_k \leq V_k \leq V \max_k$





CAPÍTULO VII: DIAGNÓSTICO TÉCNICO

7.1. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE ESCENARIOS A REPRODUCIR

Para el presente proyecto de grado, los escenarios sugeridos se muestran en la tabla 7.1, y los escenarios reproducidos y con información proporcionada por el CNDC son los mostrados en la tabla 7.2. Todas las fechas corresponden a la gestión 2021, y cubren las 4 estaciones del año y los días característicos: laborable, semi laborable y feriado. A continuación, se justifica dichos escenarios por sus características particulares:

- Las estaciones del año con los extremos verano e invierno: permiten visualizar el aporte de las hidroeléctricas limitadas por la disponibilidad de agua en las cuencas, desde el punto de vista de la oferta. Y la modulación del consumo, principalmente en horas de máximo consumo, desde el punto de vista de la demanda. Por ejemplo, existe una hora de adelanto de la demanda pico en invierno respecto de verano.
- Los días característicos de una semana: laborable, semi laborable y feriados, permiten visualizar las variaciones diarias del consumo según costumbres.
- Las horas características de un día, resumidas en una hora representativa de los 3 bloques discretos: alto consumo, mediano consumo, y bajo consumo, y cómo se equilibra con la oferta respectiva mediante el despacho económico de carga realizado por el CNDC. Se reitera y aclara, que está fuera del alcance del presente proyecto de grado, el justificar el despacho económico, simplemente se adopta los datos del CNDC.

7.2. DIAGNÓSTICO TÉCNICO DE UN SEP

Para tener una mejor comprensión del objetivo de un trabajo de investigación como el presente proyecto de grado, será necesario recurrir al concepto técnico de la palabra DIAGNÓSTICO.

El término “diagnóstico” viene del griego y significa “a través del conocimiento”. Originalmente no era un término médico, sino que solo indicaba la capacidad de reconocer un problema. En la lengua española, el diagnóstico alude, en general, al análisis que se realiza para determinar cualquier situación y cuáles son las tendencias. Esta determinación se realiza sobre la base de información (datos) y hechos recogidos y ordenados sistemáticamente, que permite juzgar mejor qué es lo que está pasando.

El diagnóstico técnico de la operación de un SEP es un análisis de la operación o el funcionamiento de sus distintos componentes que conforman su infraestructura, y que nos permite establecer las condiciones actuales para atender la demanda de energía eléctrica con una adecuada oferta con condiciones o exigencias técnicas y económicas. En lo que respecta al presente proyecto de grado, solo veremos las exigencias técnicas. Por el orden de importancia, el diagnóstico es un estudio previo a un estudio de planificación ya sea a mediano o largo plazo. Consiste en la recopilación de información, su ordenamiento, su interpretación y la obtención de conclusiones e hipótesis para futuras investigaciones.

precipitación	abundante por ser periodo de lluvias						escasa por ser un periodo seco									
fechas	21sep		20dic		21dic		20mar		21mar		20jun		21jun		20sep	
estación	primavera			verano			otoño			invierno						
laborable	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	
semilaborable	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	
feriado	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	mínimo	medio	máximo	

Tabla 7.1. 36 escenarios ideales cubren todas las combinaciones

Fuente: Elaboración propia

fechas	día\hora	04:00	11:00	13:00	19:00	día sem.	estación	activ.
17/2/2021	Miércoles	si	si	no	no	4	Verano	lab
25/2/2021	Jueves	no	no	no	si	5	Verano	lab
19/5/2021	Miércoles	si	si	no	si	4	Otoño	lab
18/8/2021	Miércoles	si	si	no	no	4	Invierno	lab
23/8/2021	Lunes	no	no	no	si	2	Invierno	lab
22/11/2021	Lunes	si	si	no	si	2	Primavera	lab
13/11/2021	Sábado	no	no	si	no	7	Primavera	sem
14/11/2021	Domingo	no	no	si	no	1	Primavera	fer
12/12/2021	Domingo	no	no	no	si	1	Primavera	fer
18/12/2021	Sábado	no	no	si	no	7	Primavera	sem

Tabla 7.2. 16 escenarios con información disponible del CNDC

Fuente: Elaboración propia

7.3. PARÁMETROS PARA EL ANÁLISIS DE DIAGNÓSTICO

Algunos de los parámetros que hay que observar y analizar para emitir el diagnóstico operativo son: capacidad porcentual de flujo de potencia activa en las líneas de transmisión y en los autotransformadores, magnitudes mínima y máxima de voltajes en p.u. y su desviación estándar, magnitud de intercambios de potencia en las interconexiones de los

4 subsistemas del STI. Estos parámetros permitirán apreciar si existieron sobrecargas intolerables en las ramas, y si se cumplieron con la calidad del producto (voltaje).

7.4. DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE ESCENARIOS

Escenario 1: 17 febrero 2021 hora 4:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 4:00 am del 17 de febrero (verano), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 111 ramas, las líneas o ternas que no operaron son: Bélgica – Warnes y Palca – Mazocruz ambas en 230 kV.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto nodo Huaji). Al respecto cabe comentar que, el SMEC no tiene registrada la inyección de potencia reactiva en el sistema norte (área 1). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 41 (Miguelito 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 16 nodos con generación, 6 fueron del tipo termoeléctrica, 10 del tipo hidroeléctrica, y ninguno con fuentes alternativas (ni FV ni Eólica). Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte hidroeléctrico (463.52 MW) fue mayor que el termoeléctrico (264.07 MW). Se nota que esto ocurre solo en verano (periodo lluvioso).

La tabla 7.3 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 216.20 MW, demanda 153.50 MW y un excedente de 62.71 MW.
- El área 2 tenía una generación de 296.27 MW, demanda 151.23 MW y un excedente de 145.04 MW.

- El área 3 tenía una generación de 119.72 MW, demanda 271.36 MW y un déficit de 151.64 MW.
- El área 4 tenía una generación de 95.40 MW, demanda 141.23 MW y un déficit de 45.84 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 10.27 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.3.

El sistema norte tenía excedentes de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia los sistemas oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani y sur mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

Tanto el sistema norte como el central tenían un gran aporte de las centrales hidroeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	216,20	-37,69	153,50	6,26	-40,60	62,71	excedente
2	296,27	-72,95	151,23	23,67	-124,16	145,04	excedente
3	119,72	-35,12	271,36	17,68	-78,57	-151,64	déficit
4	95,40	-21,40	141,23	20,57	-204,02	-45,84	déficit
	727,59					10,27	pérdidas

Tabla 7.3. Balance de potencia por áreas

Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0490; 1,0295 y 0,9947 respectivamente. Para una mejor visualización, obsérvense las figuras 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4: en el eje de ordenadas, lado izquierdo se muestra la escala de módulos de voltaje en p.u., y en el lado derecho la escala de ángulos en grados (en color rojo). En el eje de abscisas se identifica al nodo por su número. Por ejemplo, en la figura 7.1 se observa que el máximo voltaje del área 1 (norte) correspondía al nodo 10 (Caranavi 115 kV). De esa manera se puede visualizar voltajes en módulo y ángulo para las 4 áreas del STI.

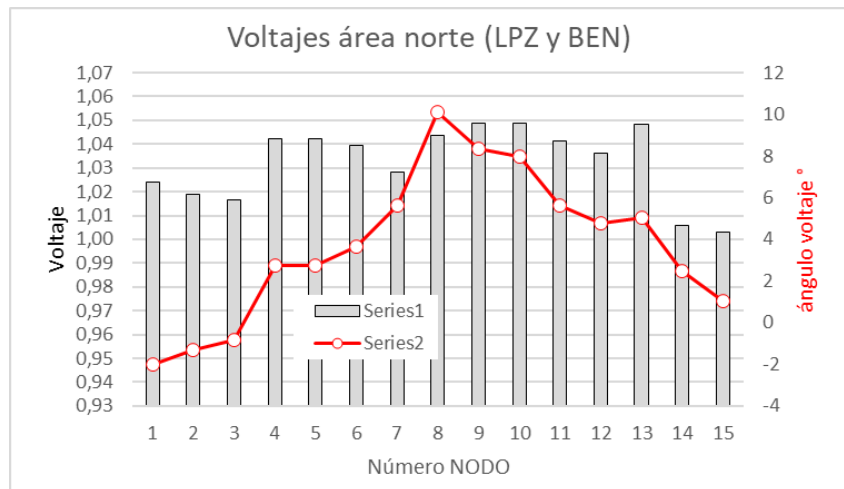


Figura 7.1. Voltajes y ángulos del área norte (LPZ y BEN)
Fuente: Elaboración propia

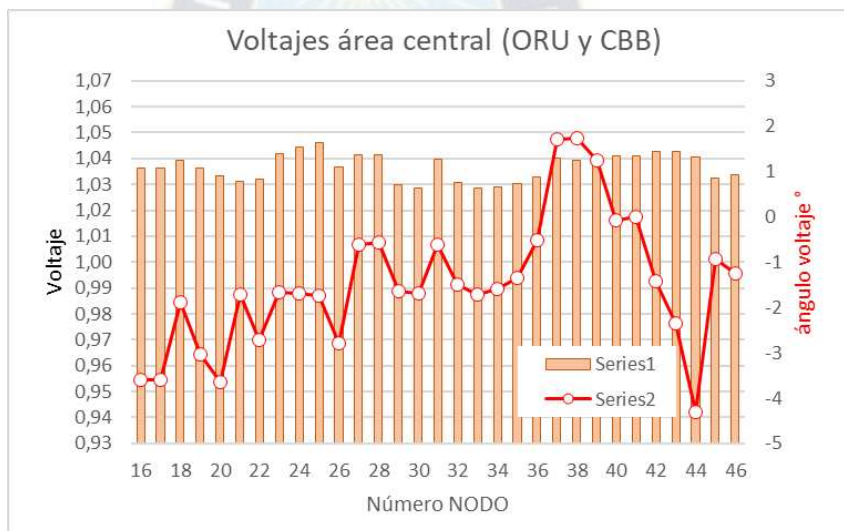


Figura 7.2. Voltajes y ángulos del área central (ORU Y CBB)
Fuente: Elaboración propia

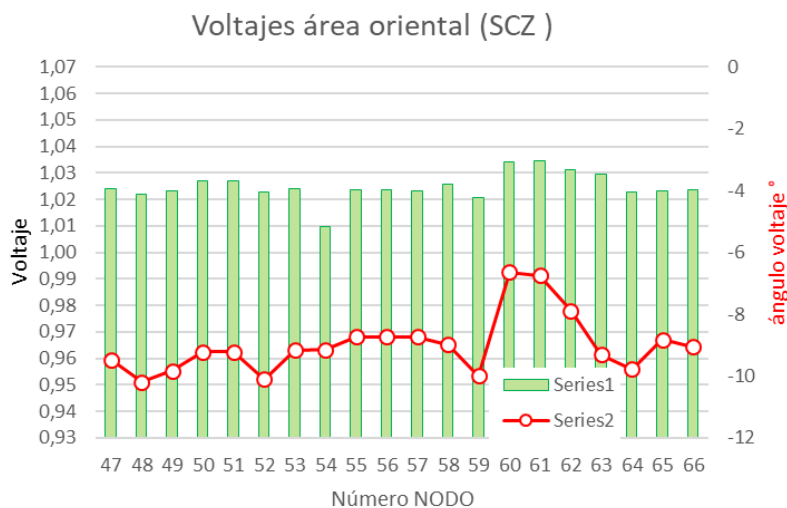


Figura 7.3. Voltajes y ángulos del área oriental (SCZ)
Fuente: Elaboración propia

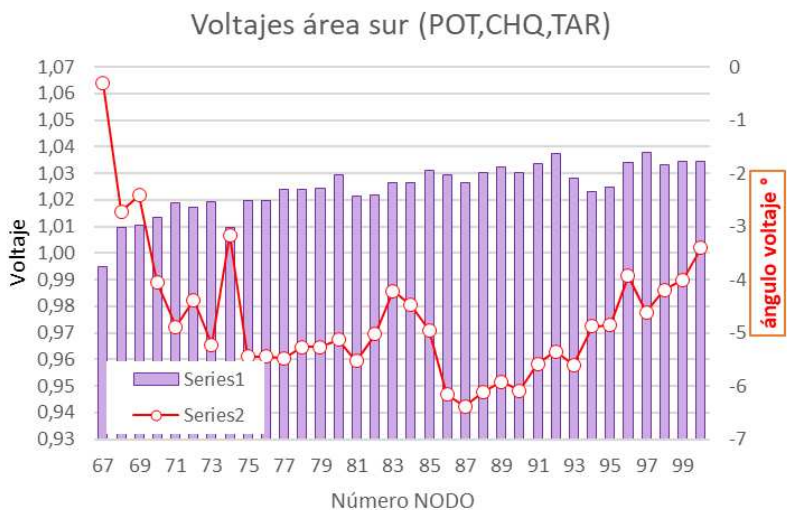


Figura 7.4. Voltajes y ángulos del área sur (POT, CHQ Y TAR)
Fuente: Elaboración propia

Esta manera de realizar la lectura de voltajes y ángulos por áreas se repite para todos los escenarios, así mismo las figuras 7.1, 7.2, 7.3 y 7.4 se puede observar en el archivo pf y ropf en cada escenario (anexo DVD).

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (77.61 MW) fue Carrasco – Arboleda, en cambio San Cristóbal – Lito estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Arocagua – Corani con 62%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 65.43 MW y también en valor porcentual, 46% fue el de Cumbre.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un excedente de 60.26 MW que fue exportado al área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedentes que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 153.98 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani ambas en 230 kV; al área 4 (sur) fue exportado 47.36 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0490 y 0.9947 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.13 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores: 447.35 MVar. No hubo ningún aporte de capacitores. Siendo este escenario con baja demanda (en la madrugada), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (77 líneas capacitivas y 7 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Mazocruz – Vinto Capacitor con flujo (4.26 MW + j 10.02 MVar); la línea Lucianita – Catarigacua con flujo (0.1 MW + j 0.19 MVar); la línea Bélgica – Troncos con flujo (5.81 MW + j 20.84 MVar); el autotransformador Atocha con flujo (1.11 MW + j 2.2 MVar). En este escenario 21 de

111 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, ninguna supera la razón 4:1 y no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 10.27 MW (1.41% respecto a la generación total). Previo a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”. y las tablas 7.3 y 7.4, figuras 7.1, .7.2, 7.3 y 7.4 en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo que se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 10.15 MW en 1.39%) apenas en 0.02% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 0.74% (en vez de 1.13%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 2: 17 febrero 2021 hora 11:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 11:00 am del 17 de febrero (verano), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 114 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje

enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto nodo Huaji). Al respecto cabe comentar que, el SMEC no tiene registrada la inyección de potencia reactiva en el sistema norte (área 1). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 54 (Guaracachi 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 19 nodos con generación, 6 fueron del tipo termoeléctrica, 11 del tipo hidroeléctrica, 2 del tipo fotovoltaica (FV), y ninguno del tipo Eólica. Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte hidroeléctrico (507.30 MW) fue mayor que el termoeléctrico (449.75 MW) y fotovoltaica (124.57 MW). Se nota que esto ocurre solo en verano (periodo lluvioso).

La tabla 7.4 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 224.24 MW, demanda 265.60 MW y un déficit de 41.36 MW.
- El área 2 tenía una generación de 465.85 MW, demanda 213.29 MW y un excedente de 252.56 MW.
- El área 3 tenía una generación de 245.02 MW, demanda 413.55 MW y un déficit de 168.54 MW.
- El área 4 tenía una generación de 146.51 MW, demanda 176.73 MW y un déficit de 30.22 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 12.44 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.4.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia los sistemas oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani y sur mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	224,24	-12,50	265,60	34,18	-39,05	-41,36	déficit
2	465,85	-46,38	213,29	56,31	-122,04	252,56	excedente
3	245,02	21,17	413,55	66,64	-77,48	-168,54	déficit
4	146,51	-6,80	176,73	33,85	-207,69	-30,22	déficit
	1081,61					12,44	pérdidas

Tabla 7.4. Balance de potencia por áreas

Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0411; 1,0295 y 0,9947 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (87.03 MW) fue Carrasco – Arboleda, en cambio San Cristóbal – Litio y Valle Sánchez – Bélgica estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Arocagua – Corani con 77%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 72.36 MW y también en valor porcentual, 49% fue el de Pagador.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 43.97 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedentes que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 171.60 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani ambas en 230 kV; al área 4 (sur) fue exportado 31.70 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0411 y 0.9949 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.07 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores: 446.26 MVar. No hubo ningún aporte de capacitores. Siendo este escenario con media demanda (en la mañana), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (75 líneas capacitivas y 9 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Palca – Cumbre con flujo (11.61 MW + j 17.00 MVar); la línea Lucianita – Catarigacua con flujo (0.09 MW + j 0.19 MVar); la línea Caihuasi – Valle Hermoso con flujo (1.17 MW +j 3.02 MVar); el autotransformador Atocha con flujo (0.97 MW + j 2.46 MVar). En este escenario 22 de 114 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, ninguna supera la razón 4:1 y no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 12.44 MW (1.15% respecto a la generación total). Previo a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.4 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 12.11 MW

en 1.12%) apenas en 0.03% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 0.74% (en vez de 1.07%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 3: 25 febrero 2021 hora 19:00 pm

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 19:00 pm del 25 de febrero (verano), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 114 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto nodo Tarija). Al respecto cabe comentar que, el SMEC no tiene registrada la inyección de potencia reactiva en el sistema norte (área 1). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. Si operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto y Potosí, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 20 nodos con generación, 7 fueron del tipo termoeléctrica, 11 del tipo hidroeléctrica, 1 del tipo fotovoltaica (FV), y 1 del tipo Eólica. Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (792.43 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (564.04 MW), fotovoltaico (0.41 MW) y eólico (0.71 MW). Se nota que esto ocurre por tratarse de un bloque de alta demanda.

La tabla 7.5 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 268.28 MW, demanda 294.07 MW y un déficit de 25.79 MW.
- El área 2 tenía una generación de 544.09 MW, demanda 243.92 MW y un excedente de 300.17 MW.

- El área 3 tenía una generación de 397.48 MW, demanda 118.88 MW y un déficit de 176.60 MW.
- El área 4 tenía una generación de 147.74 MW y una demanda 230.59 MW y un déficit de 82.85 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 14.93 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.5.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia los sistemas oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani y sur mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	268,28	-15,78	294,07	18,38	-39,44	-25,79	déficit
2	544,09	-41,98	243,92	75,11	-114,72	300,17	excedente
3	397,48	64,44	574,08	118,88	-75,75	-176,60	déficit
4	147,74	-0,07	230,59	57,00	-174,00	-82,85	déficit
	1357,59					14,93	pérdidas

Tabla 7.5. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0409; 1,0201 y 0,9864 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (98.63 MW) fue Santivañez – Miguelito, en cambio San Cristóbal – Litio y Valle Sánchez – Bélgica estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Caranavi – Yucumo con 73%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 71.98 MW fue el Urubó y también en valor porcentual, 47% fue Warnes.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 29.47 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedentes que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 180.01 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani ambas en 230 kV; al área 4 (sur) que fue exportado 86.81 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0409 y 0.9864 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.36 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 363.51 MVAR y 40.40 MVAR (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con alta demanda (en la noche), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (78 líneas capacitivas y 6 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Vinto – Vinto Capacitor con flujo (1.44 MW + j 21.79 MVAR); la línea Colcapirhua – Central con flujo (5.8 MW + j 6.27 MVAR); la línea Bélgica – Troncos con flujo (10.43 MW + j 22.54 MVAR); el autotransformador Potosí con flujo (0.71 MW + j 9.41 MVAR). En este escenario 23 de 114 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, la línea Vinto – Vinto Capacitor supera la razón 4:1 pero no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que

aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 12.93 MW (0.95% respecto a la generación total). Previa a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

Nota: Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.5 también se muestra en el archivo PF

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 12.49 MW en 1.07%) apenas en 0.03% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 0.98% (en vez de 1.36%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 7: 18 agosto 2021 hora 04:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 04:00 am del 18 de agosto (invierno), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 112 ramas, la línea o terna que no operó fue: Palca – Mazocruz en 230 kV.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto nodo Vinto). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es

mayor que Pg. Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 16 nodos con generación, 7 fueron del tipo termoeléctrica, 8 del tipo hidroeléctrica, 1 del tipo eólica, y ninguna del tipo fotovoltaica (FV). Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (591.65 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (257.80 MW) y eólico (5.54 MW). Se nota que esto ocurre solo en invierno (periodo seco).

La tabla 7.6 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 52.67 MW, demanda 162.16 MW y un déficit de 109.49 MW.
- El área 2 tenía una generación de 349.80 MW, demanda 169.73 MW y un excedente de 180.07 MW.
- El área 3 tenía una generación de 244.40 MW, demanda 336.58 MW y un déficit de 92.01 MW.
- El área 4 tenía una generación de 208.12 MW y una demanda 169.81 MW y un excedente de 38.31 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 16.88 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.6.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema sur tenía excedente de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

Tanto el sistema central, oriental y sur tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	52,67	-0,44	162,16	6,75	-40,04	-109,49	déficit
2	349,80	-77,84	169,73	45,45	-114,98	180,07	excedente
3	244,40	15,05	336,41	77,58	-77,22	-92,01	déficit
4	208,12	-5,71	169,81	33,97	-169,56	38,31	excedente
	854,99					16,88	pérdidas

Tabla 7.6. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0403; 1,0193 y 0,9863 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (184.93 MW) fue Yaguacua – Tarija, en cambio San Cristóbal – Lito estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Vinto – Vinto Capacitor con 124%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 89.86 MW fue Urubó y mayor valor porcentual, 43% fue el de San José.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 110.51 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 93.92 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 4 (sur) tuvo excedente que fue exportado al área 2 (central) con flujo 28.59 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0403 y 0.9863 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.18 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 361.70 MVAR y 40.10 MVAR (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con baja

demanda (en la madrugada), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (77 líneas capacitivas y 7 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Palca – Santivañez con flujo (48.35 MW + j 53.96 MVar); la línea San José – Miguelito con flujo (3.91 MW + j 14.08 MVar); la línea Arboleda – Montero con flujo (2.84 MW + j 9.14 MVar); el autotransformador Potosí con flujo (8.1 MW + j 8.18 MVar). En este escenario 29 de 112 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, las líneas San José – Miguelito y Arboleda – Montero, supera la razón 4:1 pero no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 16.88 MW (1.97% respecto a la generación total). Previa a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.6 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 16.15 MW en 1.89%) apenas en 0.08% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje,

alcanzando una desviación estándar 1.10% (en vez de 1.18%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 8: 18 agosto 2021 hora 11:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 11:00 am del 18 de agosto (invierno), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 114 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto los nodos Chuspipata, Trinidad y Vinto). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 21 nodos con generación, 8 fueron del tipo termoeléctrica, 9 del tipo hidroeléctrica, 3 del tipo fotovoltaica (FV), y 1 del tipo Eólica. Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (767.60 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (367.82 MW), fotovoltaico (137.47 MW) y eólico (10.97 MW). Se nota que esto ocurre solo en invierno (periodo seco).

La tabla 7.7 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 107.00 MW, demanda 298.79 MW y un déficit de 191.16 MW.
- El área 2 tenía una generación de 588.55 MW, demanda 242.83 MW y un excedente de 345.72 MW.
- El área 3 tenía una generación de 333.32 MW, demanda 515.93 MW y un déficit de 182.61 MW.

- El área 4 tenía una generación de 254.99 MW, demanda 201.54 MW y un excedente de 53.45 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 24.77 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.7.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema sur tenía excedente de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	107,00	12,43	298,79	27,16	-38,14	-191,79	déficit
2	588,55	0,45	242,83	88,31	-119,22	345,72	excedente
3	333,32	94,75	515,93	136,47	-75,17	-182,61	déficit
4	254,99	7,20	201,54	45,02	-172,75	53,45	excedente
	1283,86					24,77	pérdidas

Tabla 7.7. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0500; 1.0121 y 0,9792 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (163.85 MW) fue Yaguacua – Tarija, en cambio San Cristóbal – Lítico estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Vinto – Vinto Capacitor con 173%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 129.60 MW fue Urubó y en valor porcentual, 57% fue el de San José.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 193.97 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 187.64 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 4 (sur) tuvo excedente que fue exportado al área 2 (central) con flujo 43.98 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0500 y 0.9792 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.20 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 372.26 MVar y 33.02 MVar (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con media demanda (en la mañana), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (73 líneas capacitivas y 11 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Cumbre – Chuspipata con flujo (3.99 MW + j 9.55 MVar); la línea San José – Miguelito con flujo (11.68 MW + j 15.88 MVar); la línea Mariaca – Aranjuez con flujo (1.27 MW + j 4.27 MVar); el autotransformador Litio con flujo (1.12 MW + j 8.26 MVar). En este escenario 19 de 114 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, el autotransformador Litio, supera la razón 4:1 pero no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 24.77 MW (1.93% respecto a la generación total). Previo a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.7 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 24.07 MW en 1.88%) apenas en 0.05% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 0.76% (en vez de 1.20%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 9: 23 agosto 2021 hora 19:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 19:00 pm del 23 de agosto (invierno), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 100 nodos y 114 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto los nodos Cumbre, Chuspipata, Huaji y Vinto). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor

generación de potencia. Si operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto y Potosí, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 20 nodos con generación, 8 fueron del tipo termoeléctrica, 11 del tipo hidroeléctrica, 1 del tipo eólica, y ninguna del tipo fotovoltaica (FV). Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (891.98 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (569.29 MW) y eólico (25.36 MW). Se nota que esto ocurre solo en invierno (periodo seco).

La tabla 7.8 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 202.38 MW, demanda 351.28 MW y un déficit de 148.90 MW.
- El área 2 tenía una generación de 697.70 MW, demanda 307.62 MW y un excedente de 390.08 MW.
- El área 3 tenía una generación de 335.00 MW, demanda 560.20 MW y un déficit de 225.20 MW.
- El área 4 tenía una generación de 251.56 MW, demanda 239.13 MW y un excedente de 12.43 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 28.41 MW de pérdidas como se observa en la tabla 7.8.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema sur tenía excedente de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	202,38	-7,64	351,28	6,22	-37,59	-148,90	déficit
2	697,70	-0,95	307,62	102,86	-112,95	390,08	excedente
3	335,00	79,01	560,20	105,77	-75,38	-225,20	déficit
4	251,56	19,08	239,13	46,06	-167,26	12,43	excedente
	1486,64					28,41	pérdidas

Tabla 7.8. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1.0397; 1.0087 y 0,9573 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (197.94 MW) fue Yaguacua – Tarija, en cambio San Cristóbal – Litio estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Vinto – Vinto Capacitor con 109%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 140.25 MW fue Urubó y en valor porcentual, 76% fue el de San José.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 152.73 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 231.87 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 4 (sur) tuvo excedente que fue exportado al área 2 (central) con flujo 2.23 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0397 y 0.9573 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.27 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 354.19 MVar y 38.99 MVar (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con alta

demanda (en la noche), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (73 líneas capacitivas y 11 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Pagador – Oruro con flujo (0.14 MW + j 0.72 MVar); la línea Santivañez – Sucre con flujo (4.38 MW + j 23.75 MVar); la línea Mariaca – Aranjuez con flujo (2.36 MW + j 3.63 MVar); el autotransformador Atocha con flujo (2.82 MW + j 5.08 MVar). En este escenario 14 de 114 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, la línea Santivañez – Sucre, supera la razón 4:1 pero no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 28.41 MW (1.91% respecto a la generación total). Previa a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.8 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 27.46 MW en 1.85%) apenas en 0.06% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje,

alcanzando una desviación estándar 1.15% (en vez de 1.27%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 10: 22 noviembre 2021 hora 04:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 04:00 am del 22 de noviembre (primavera), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 101 nodos y 113 ramas, la línea o terna que no operó es: Palca – Mazocruz en 230 kV.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto los nodos Vinto, Qollpana y El Dorado). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 17 nodos con generación, 5 fueron del tipo termoeléctrica, 8 del tipo hidroeléctrica, 4 del tipo eólica, y ninguna del tipo fotovoltaica (FV). Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (708.88 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (190.72 MW) y eólico (24.47 MW). Se nota que esto ocurre en primavera (periodo seco).

La tabla 7.9 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 87.49 MW, demanda 164.56 MW y un déficit de 77.07 MW.
- El área 2 tenía una generación de 231.39 MW, demanda 189.45 MW y un excedente de 41.94 MW.

- El área 3 tenía una generación de 456.68 MW, demanda 238.75 MW y un excedente de 75.93 MW.
- El área 4 tenía una generación de 148.51 MW, demanda 174.31 MW y un déficit de 25.80 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 15.00 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.9.

El sistema oriental tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema central mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema norte mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto. Al sur mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

área	Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
1	87,49	-4,31	164,56	3,74	-40,32	-77,07	déficit
2	231,39	-31,69	189,45	42,75	-122,80	41,94	excedente
3	456,68	-45,08	380,75	52,98	-77,71	75,93	excedente
4	148,51	1,51	174,31	38,10	-209,14	-25,80	déficit
	924,07					15,00	pérdidas

Tabla 7.9. Balance de potencia activa
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1.0475; 1.0243 y 0,9908 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (180.65 MW) fue Bélgica – Warnes, en cambio San Cristóbal – Litio estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Chimoré – Carrasco con 91%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 88.61 MW fue Urubó y en valor porcentual, 50% fue el de Warnes.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 78.57 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 3 (oriental) tuvo excedente que fue exportado al área 2 (central) con un flujo de 85.41 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 4 (sur) tuvo déficit que fue importado del área 2 (central) con flujo 41.21 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0475 y 0.9908 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.14 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores: 449.97 MVar. No hubo ningún aporte de capacitores. Siendo este escenario con baja demanda (en la madrugada), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (82 líneas capacitivas y 3 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Palca – Santivañez con flujo (44.04 MW + j 53.34 MVar); la línea Pagador – Oruro con flujo (0.14 MW + j 0.72 MVar); la línea Potosí – Ocuri con flujo (2.76 MW + j 2.97 MVar); el autotransformador Punutuma con flujo (2.97 MW + j 5.66 MVar). En este escenario 16 de 113 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, ninguna supera la razón 4:1 y no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 15.00 MW (1.62% respecto a la generación total). Previo a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

Nota: Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.9 también se muestra en el archivo PF

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 14.48 MW en 1.57%) apenas en 0.06% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 0.98% (en vez de 1.14%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 11: 22 noviembre 2021 hora 11:00 am

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 11:00 am del 22 de noviembre (primavera), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 101 nodos y 115 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto los nodos Cumbre, Qollpana, Tarija y Punutuma). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor

generación de potencia. No operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 22 nodos con generación, 7 fueron del tipo termoeléctrica, 8 del tipo hidroeléctrica, 3 del tipo fotovoltaica (FV), y 4 del tipo Eólica. Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (979.63 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (297.64 MW), fotovoltaico (112.86 MW) y eólico (32.49 MW). Se nota que esto ocurre en primavera (periodo seco).

La tabla 7.10 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 114.36 MW, demanda 291.17 MW y un déficit de 176.81 MW.
- El área 2 tenía una generación de 502.61 MW, demanda 262.25 MW y un excedente de 240.36 MW.
- El área 3 tenía una generación de 555.63 MW, demanda 625.86 MW y un déficit de 70.23 MW.
- El área 4 tenía una generación de 250.02 MW, demanda 218.30 MW y un excedente de 31.72 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 25.04 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.10.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema sur tenía excedente de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
114,36	21,87	291,17	10,25	-38,42	-176,81	déficit
502,61	7,38	262,25	85,85	-118,88	240,36	excedente
555,63	84,90	625,86	143,67	-76,20	-70,23	déficit
250,02	-5,02	218,30	62,19	-172,84	31,72	excedente
1422,62					25,04	pérdidas

Tabla 7.10. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0399; 1.0098 y 0,9832 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (151.57 MW) fue Bélgica – Warnes, en cambio San Cristóbal – Litio estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Vinto – Vinto Capacitor con 152%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 138.23 MW fue Urubó y en valor porcentual, 62% fue el de Warnes.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 180.23 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 48.07 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 4 (sur) con flujo 0.15 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0399 y 0.9832 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.17 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 374.25 MVar y 32.09 MVar (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con media demanda (en la mañana), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (76 líneas capacitivas y 9 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Cataricagua – Catavi con flujo (3.28 MW + j 3.72 MVar); la línea Bélgica – Yapacani con flujo (1.79 MW + j 10.58 MVar); la línea Karachipampa – Don Diego con flujo (0.22 MW + j 2.88 MVar); el autotransformador Atocha con flujo (1.96 MW + j 4.91 MVar). En este escenario 12 de 115 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, la línea Bélgica – Yapacani, supera la razón 4:1 pero no involucra a las líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 25.04 MW (1.76% respecto a la generación total). Previa a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.10 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 23.78 MW

en 1.67%) apenas en 0.09% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 1.23% (en vez de 1.17%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

Escenario 12: 22 noviembre 2021 hora 19:00 pm

Este escenario a diagnosticar corresponde a las 19:00 pm del 22 de noviembre (primavera), día laborable. Para su análisis, se dispuso el modelo del STI con 101 nodos y 115 ramas.

Para reproducir dicho escenario se utilizaron datos de oferta y demanda (activa y reactiva) del Sistema de Medición Comercial (SMEC), y también las magnitudes de voltaje enviadas por el CNDC. Se asignó como tipo “PV” a varios nodos de inyección (excepto los nodos Qollpana, Montero y Tarija). Se verificó que en ningún nodo de inyección la magnitud absoluta de Q_g es mayor que P_g . Así mismo, se escogió el nodo 58 (Warnes 230 kV) como “SLACK” simplemente porque este nodo tenía la mayor generación de potencia. Si operó el banco de capacitores de los nodos de Vinto y Potosí, en razón de que las magnitudes de voltaje cumplían calidad.

Así mismo de un total de 22 nodos con generación, 7 fueron del tipo termoeléctrica, 11 del tipo hidroeléctrica, 4 del tipo eólica, y ninguna del tipo fotovoltaica (FV). Como se observa en la tabla 7.13, en aquel instante, el aporte termoeléctrico (1000.91 MW) fue mayor que el hidroeléctrico (458.09 MW) y eólico (43.76 MW). Se nota que esto ocurre en primavera (periodo seco).

La tabla 7.11 muestra el balance de potencia, donde se observa:

- El área 1 tenía una generación de 191.66 MW, demanda 315.48 MW y un déficit de 123.82 MW.
- El área 2 tenía una generación de 489.24 MW, demanda 296.16 MW y un excedente de 193.08 MW.

- El área 3 tenía una generación de 564.81 MW, demanda 617.45 MW y un déficit de 52.64 MW.
- El área 4 tenía una generación de 257.05 MW, demanda 248.91 MW y un excedente de 8.14 MW.

Realizando el balance general se observa que se tenía 24.76 MW de perdidas como se observa en la tabla 7.11.

El sistema norte tenía déficit de generación, razón por la que se importa desde el sistema central mediante las líneas Palca - Santivañez y Mazocruz - Vinto.

El sistema sur tenía excedente de generación, razón por la que se exporta hacia el sistema central mediante las líneas Santivañez – Sucre, Cataricagua – Catavi e Irpa Irpa – Sacaca.

El sistema central tenía excedente de generación, razón por la que exporta hacia el sistema oriental mediante las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani.

Tanto el sistema central como el oriental tenían un gran aporte de las centrales termoeléctricas como se observa en la tabla 7.13

Pg	Qg	Pd	Qd	Qp	P	balance *
191,66	2,15	315,48	5,40	-37,36	-123,82	déficit
489,24	6,77	296,16	90,48	-110,64	193,08	excedente
564,81	41,46	617,45	103,86	-76,74	-52,64	déficit
257,05	7,81	248,91	61,17	-168,05	8,14	excedente
1502,76					24,76	pérdidas

Tabla 7.11. Balance de potencia por áreas
Fuente: Elaboración propia

A partir de los resultados de flujos de potencia se observa que, del conjunto total de nodos, el voltaje máximo, medio y mínimo tenían valores de 1,0279; 1.0014 y 0,9564 respectivamente.

Observando los resultados de la solución de estado de la tabla 7.15, se vio que la línea con mayor flujo (169.26 MW) fue Yaguacua – Tarija, en cambio San Cristóbal – Litio estaba sin carga, la línea con mayor carga porcentual fue Caranavi – Yucumo con 90%.

En la tabla 7.15 se muestra los resultados de los flujos en autotransformadores: el que tenía mayor flujo en magnitud, 132.77 MW fue Urubó y en valor porcentual, 58% fue el de Warnes.

En la tabla 7.15 se observa el intercambio total de flujos de potencia entre áreas. El área 1 (norte) tuvo un déficit de 128.09 MW que fue importado del área 2 (central) a través de las líneas Mazo Cruz – Vinto, y Palca – Santivañez (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 3 (oriental) con un flujo de 25.79 MW a través de las líneas Carrasco – Arboleda y Carrasco – Yapacani (ambas en 230 kV). El área 2 (central) tuvo excedente que fue exportado al área 4 (sur) con flujo 28.87 MW mediante las líneas Santivañez – Sucre en 230 kV, y Cataricagua – Catavi más Irpa Irpa – Sacaca éstas últimas en 115 kV.

Finalmente se observa para este escenario que los voltajes máximo y mínimo fueron de 1.0279 y 0.9564 respectivamente, y que se hallan dentro del rango de la calidad, es decir entre 0.95 a 1.05, así mismo otro indicador global es la desviación estándar del conjunto de nodos, que tomó el valor de 1.35 % con respecto al valor unitario.

El aporte total de potencia reactiva provino de los reactores y capacitores: 355.34 MVAR y 37.45 MVAR (nodos Vinto y Potosí) respectivamente. Siendo este escenario con alta demanda (en la noche), la mayoría de las líneas de transmisión están cargadas por debajo de su potencia natural por lo que su comportamiento resultó ser capacitivo (77 líneas capacitivas y 9 inductivas) con la consecuencia de que provocaron elevación de voltajes, razón por la que predominaron los reactores conectados.

La solución de Estado en este escenario mostró que algunas líneas y autotransformadores presentaron mayor flujo de potencia reactiva que activa, lo cual no es deseable, pero a veces es inevitable, citamos algunos ejemplos: la línea Santivañez – Sucre con flujo (10.00 MW + j 20.27 MVAR); la línea Carrasco – Yapacani con flujo (0.69 MW + j 10.43 MVAR); la línea Telamayu – Atocha con flujo (2.34 MW + j 4.31 MVAR); el autotransformador Pagador con flujo (0.14 MW + j 3.81 MVAR). En este escenario 16 de 115 ramas (líneas y autotransformadores) presentaron estos flujos que no son los ideales, sin embargo, por su magnitud, la línea Carrasco – Yapacani, supera la razón 4:1 pero no involucra a las

líneas o autotransformadores con mayor flujo. Para respaldar lo que aquí se afirma, se empleó el software ropf (optimización de flujo de potencia reactiva) y se observó que no se pudo mejorar la situación significativamente.

Finalmente, las pérdidas en el modelo STI empleado alcanza un total de 24.76 MW (1.65% respecto a la generación total). Previo a la solución de estado y por falta de información precisa, se asumió todos los taps de autotransformadores estaban en su posición nominal (es decir $t=1.0$) En resumen, la operación del STI en este escenario no tenía observaciones técnicas.

***Nota:** Todos los resultados se muestran en el archivo “Solución_Estado.xlsx”, y la tabla 7.11 también se muestra en el archivo PF*

A pesar de los buenos resultados de operación de este escenario, para comprobar la afirmación realizada, se hizo correr el software que optimiza la potencia reactiva cuyos resultados se muestran en el archivo “Sol_optima_EstadoR.xlsx”. Que en conclusión muestra que ajustando taps en autotransformadores y permitiendo se optimicen las magnitudes de voltaje en los nodos PV y Slack, se logra reducir las pérdidas (a 23.46 MW en 1.56%) apenas en 0.09% es decir “nada”, evidentemente se mejora el perfil de voltaje, alcanzando una desviación estándar 1.19% (en vez de 1.35%). Se reitera que estos indicadores denotan mejoras irrelevantes.

Todos estos indicadores nos permiten afirmar que, para este escenario, no se presentaron dificultades ni incumplimientos ni violaciones, es decir el diagnostico muestra “buenos resultados” emergentes de una correcta operación del STI.

7.5. TABLAS DE RESUMEN DE SOLUCIÓN DE ESTADO CLÁSICA Y SOLUCIÓN CON POTENCIA REACTIVA OPTIMIZADA

resumen general				Balance de potencias				calidad de voltaje			mayor estado de carga			Cantidad de:			
escenario	estación	fecha	hora	Pg (MW)	Pd (MW)	total pérdida (MW)	total pérdida (%)	máx	prom	min	lin o auto o capacitor	% de carga	voltaje nom (kV)	comportam capacitivo	comportam inductivo	con flujo Pij < Qij	con flujo Pij < Qij
1	verano	17/2/2021	04:00	727,59	717,32	10,27	1,41%	1,0490	1,0295	0,9947	ARO-COR	62	115	77	7	18	3
2	verano	17/2/2021	11:00	1081,61	1069,17	12,44	1,15%	1,0411	1,0194	0,9949	ARO-COR	77	115	75	9	19	3
3	verano	25/2/2021	19:00	1357,59	1342,66	14,93	1,10%	1,0409	1,0201	0,9864	CRN-YUC	73	115	78	6	18	5
4	otoño	19/5/2021	04:00	847,47	835,71	11,76	1,39%	1,0393	1,0140	0,9740	CHI - CAR	79	230	81	3	16	6
5	otoño	19/5/2021	11:00	1234,99	1214,01	20,98	1,70%	1,0267	1,0001	0,9754	VIN - VIC*	124	230	78	7	11	2
6	otoño	19/5/2021	19:00	1460,22	1435,99	24,23	1,66%	1,0274	1,0037	0,9770	VIN - VIC*	114	230	78	7	14	4
7	invierno	18/8/2021	04:00	854,99	838,11	16,88	1,97%	1,0403	1,0193	0,9863	VIN-VIC*	124	230	77	7	22	7
8	invierno	18/8/2021	11:00	1283,86	1259,09	24,77	1,93%	1,0519	1,0121	0,9792	VIN-VIC*	173	230	73	11	14	5
9	invierno	23/8/2021	19:00	1486,64	1458,23	28,41	1,91%	1,0397	1,0087	0,9573	VIN-VIC*	109	230	73	11	11	3
10	primavera	22/11/2021	04:00	924,07	909,07	15,00	1,62%	1,0475	1,0243	0,9908	CHI-CAR	91	230	82	3	13	3
11	primavera	22/11/2021	11:00	1422,62	1397,58	25,04	1,76%	1,0399	1,0098	0,9832	VIN-VIC*	152	230	76	9	8	4
12	primavera	22/11/2021	19:00	1502,76	1478,00	24,76	1,65%	1,0279	1,0014	0,9564	CRN-YUC	90	115	77	9	12	4
13	Sábado	13/11/2021	13:00	1210,86	1183,88	26,98	2,23%	1,0311	1,0054	0,9766	VIN-VIC*	139	230	76	7	12	4
14	domingo	14/11/2021	13:00	1018,28	1004,18	14,10	1,38%	1,0350	1,0165	0,9758	VIN - VIC*	117	230	78	8	15	3
15	domingo	12/12/2021	19:00	1118,69	1105,16	13,53	1,21%	1,0348	1,0133	0,9555	GCH - BEL	74	230	79	7	26	5
16	Sábado	18/12/2021	13:00	1228,51	1211,38	17,13	1,39%	1,0284	1,0084	0,9805	GCH-BEL	90	230	77	9	19	2
*	La potencia nominal del capacitor es 54,85 MVar, sin embargo, la línea MAZ-VIC estaba muy por encima de ese valor, pasando así desapercibido la sobrecarga en el capacitor, y los interruptores con relé 51 están ajustados para la línea de 137 MVA de capacidad.																

Tabla 7.12A. Resumen de solución de estado de 16 escenarios
Fuente: Elaboración propia

resumen general				Balance de potencias				calidad de voltaje			mayor estado de carga			líneas				auto
escenario	estación	fecha	hora	Pg (MW)	Pd (MW)	total pérdida (MW)	total pérdida (%)	máx	prom	min	lin o auto o capacitor	% de carga	voltaje nom (kV)	comportam capacitivo	comportam inductivo	con flujo Pij < Qij	con flujo Pij < Qij	
1	verano	17/2/2021	04:00	727,46	717,32	10,15	1,40%	1,0400	1,0321	0,9993	ARO-COR	61	115	77	7	16	3	
2	verano	17/2/2021	11:00	1081,28	1069,17	12,11	1,12%	1,0400	1,0247	0,9900	ARO-COR	77	115	77	8	17	3	
3	verano	25/2/2021	19:00	1357,15	1342,66	14,49	1,07%	1,0400	1,0275	0,9796	CRN-YUC	73	115	80	5	14	6	
4	otoño	19/5/2021	04:00	847,05	835,71	11,34	1,34%	1,0500	1,0379	1,0047	CHI - CAR	79	230	81	3	21	6	
5	otoño	19/5/2021	11:00	1232,99	1214,01	18,98	1,54%	1,0500	1,0385	0,9968	VIN - VIC*	122	230	79	6	10	2	
6	otoño	19/5/2021	19:00	1458,28	1435,99	22,29	1,53%	1,0500	1,0401	0,9880	VIN - VIC*	114	230	79	6	11	4	
7	invierno	18/8/2021	04:00	854,26	838,11	16,15	1,89%	1,0400	1,0289	0,9808	VIN-VIC*	117	230	78	6	14	6	
8	invierno	18/8/2021	11:00	1283,16	1259,09	24,07	1,88%	1,0400	1,0296	1,0094	VIN-VIC*	172	230	76	9	11	5	
9	invierno	23/8/2021	19:00	1485,71	1458,23	27,46	1,85%	1,0400	1,0255	0,9742	VIN-VIC*	108	230	74	11	10	4	
10	primavera	22/11/2021	04:00	923,55	909,07	14,48	1,57%	1,0400	1,0323	0,9837	CHI-CAR	90	230	82	3	11	7	
11	primavera	22/11/2021	11:00	1421,36	1397,58	23,78	1,67%	1,0400	1,0286	0,9700	VIN-VIC*	144	230	79	7	9	5	
12	primavera	22/11/2021	19:00	1501,46	1478,00	23,46	1,56%	1,0400	1,0283	0,9700	CRN-YUC	90	115	78	8	9	5	
13	Sábado	13/11/2021	13:00	1210,77	1183,88	24,89	2,06%	1,0500	1,0419	0,9915	VIN-VIC*	136	230	76	7	9	4	
14	domingo	14/11/2021	13:00	1017,46	1004,18	13,46	1,32%	1,0500	1,0426	1,0009	VIN - VIC*	111	230	79	7	15	5	
15	domingo	12/12/2021	19:00	1117,69	1105,16	12,53	1,12%	1,0500	1,0407	0,9807	GCH - BEL	74	230	79	7	18	5	
16	Sábado	18/12/2021	13:00	1227,24	1211,38	15,86	1,29%	1,0500	1,0411	1,0236	GCH-BEL	80	230	78	8	15	4	
*	La potencia nominal del capacitor es 54,85 MVar, sin embargo, la línea MAZ-VIC estaba muy por encima de ese valor, pasando así desapercibido la sobrecarga en el capacitor, y los interruptores con relé 51 están ajustados para la línea de 137 MVA de capacidad.																	

Tabla 7.12B. Resumen de solución con optimización de la potencia reactiva de 16 escenarios
Fuente: Elaboración propia

escenari#	estación	fecha	hora	Generación termoelectrica			Generación hidroelectrica			Generación fotovoltaica			Generación eólica			Potencia total de generación		
				Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos
1	verano	17-feb-21	04:00	264,07	-71,90	6	463,52	-95,25	10	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	727,59	-167,16	16
2		17-feb-21	11:00	449,75	-17,26	6	507,30	-24,74	11	124,57	-2,52	2	0,00	0,00	0	1081,61	-44,52	19
3		25-feb-21	19:00	792,43	77,21	7	564,04	-70,86	11	0,41	-0,10	1	0,71	0,36	1	1357,59	6,61	20
4	otoño	19-may-21	04:00	670,90	-36,47	6	173,14	-28,68	9	0,00	0,00	0	3,43	0,73	1	847,47	-64,42	16
5		19-may-21	11:00	830,62	54,38	6	265,96	30,50	10	132,67	-4,51	3	5,74	-0,26	1	1234,99	80,11	20
6		19-may-21	19:00	933,07	33,34	7	508,57	28,43	11	0,00	0,00	0	18,58	-1,01	1	1460,22	60,76	19
7	invierno	18-ago-21	04:00	591,65	-13,51	7	257,80	-53,72	8	0,00	0,00	0	5,54	-1,71	1	854,99	-68,94	16
8		18-ago-21	11:00	767,60	123,92	8	367,82	-25,01	9	137,47	15,64	3	10,97	0,28	1	1283,86	114,83	21
9		23-ago-21	19:00	891,98	128,34	8	569,29	-40,37	11	0,00	0,00	0	25,36	1,54	1	1486,64	89,50	20
10	primavera	22-nov-21	04:00	708,88	-64,97	5	190,72	-10,40	8	0,00	0,00	0	24,47	-4,20	4	924,07	-79,57	17
11		22-nov-21	11:00	979,63	76,82	7	297,64	50,44	8	112,86	-2,72	3	32,49	-15,41	4	1422,62	109,13	22
12		22-nov-21	19:00	1000,91	52,42	7	458,09	17,75	11	0,00	0,00	0	43,76	-11,98	4	1502,76	58,19	22
13		sabado	13-nov-21	13:00	866,82	65,59	8	192,70	43,07	8	136,42	-16,08	3	14,92	0,35	3	1210,86	92,93
14	domingo	14-nov-21	13:00	544,90	-30,26	6	312,31	-43,48	8	135,81	-23,93	3	25,26	-5,32	3	1018,28	-102,99	20
15	domingo	12-dic-21	19:00	564,80	-6,44	6	516,68	-62,21	11	0,51	-0,37	1	36,70	-10,76	4	1118,69	-79,78	22
16	sabado	18-dic-21	13:00	638,12	44,72	8	479,76	-27,44	11	95,74	-27,21	2	14,89	-4,19	4	1228,51	-14,12	25

Tabla 7.13. Resumen de generación de 16 escenarios
Fuente: Elaboración propia

La tabla 7.12A muestra resultados globales de la simulación de cada escenario empleando el modelo clásico de solución de Estado y su aplicación, el cálculo de flujos de potencia. Se observa que las pérdidas de potencia no superan el 2% (excepto el escenario de horas 13:00 del 13 de noviembre de 2021). El único equipo sobrecargado del STI en 8 de los 16 escenarios resultó ser el “banco de capacitores en serie” con la línea Mazo Cruz – Vinto 230 kV (instalado en la subestación Vinto) lo cual es ya una señal para decidir la conveniencia de desconectar este equipo que resulta ser un impedimento para utilizar la capacidad de dicha línea de transmisión. Otra observación importante es que el 70% de las líneas de transmisión tienen comportamiento capacitivo, es decir que transportan potencia por debajo de su “potencia natural” sin importar el bloque horario.

La tabla 7.12.B también muestra resultados globales pero resueltas de manera óptima para las potencias reactivas. Las mejoras son apenas perceptibles: reducción de pérdidas, mejor perfil de voltajes, y menores generación y flujos de potencia reactiva.

La tabla 7.13 no es precisamente un diagnóstico sino más bien una caracterización del comportamiento del STI según bloques horarios y estaciones del año. Por ejemplo: a) se observa que en verano (periodo lluvioso) predomina la generación hidroeléctrica en todos los bloques horarios; b) el aporte de las centrales eólicas es notorio en el bloque de alta demanda, en todas las estaciones del año. La tabla 7.14 a diferencia de la 7.13 muestra las mejoras en el despacho de potencia reactiva porque se usó la solución de estado con la optimización de potencia reactiva, resultando una marcada tendencia a la sub excitación de las unidades generadoras de la hidroeléctricas, por una parte, y también reduciendo la

sobre excitación en las termoelectrica, por otra parte. Esto puede tener una explicación, que hay que confirmarlo con otro estudio formal, y es que existe exceso de potencia reactiva capacitiva generada por el infratutilización de las líneas de transmisión que incide en todos los bloques horarios.

escenari	estación	fecha	hora	Generación termoelectrica			Generación hidroelectrica			Generación fotovoltaica			Generación eólica			Potencia total de generación		
				Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos	Pg(MW)	Qg(MVAR)	Cantidad de nodos
1	verano	17-feb-21	04:00	264,07	-61,75	6	463,39	-116,56	10	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	727,46	-178,31	16
2		17-feb-21	11:00	449,42	-22,38	6	507,30	-37,17	11	124,57	2,58	2	0,00	0,00	0	1081,28	-56,97	19
3		25-feb-21	19:00	791,99	83,28	7	564,04	-82,96	11	0,41	-0,10	1	0,71	0,36	1	1357,15	0,58	20
4	otoño	19-may-21	04:00	670,49	-49,71	6	173,13	-67,79	9	0,00	0,00	0	3,43	-1,76	1	847,05	-119,27	16
5		19-may-21	11:00	828,63	35,18	6	265,96	18,83	10	132,67	-7,51	3	5,74	-0,50	1	1232,99	46,00	20
6		19-may-21	19:00	931,13	2,88	7	508,57	25,44	11	0,00	0,00	0	18,58	-0,99	1	1458,28	27,33	19
7	invierno	18-ago-21	04:00	590,92	-26,87	7	257,80	-69,88	8	0,00	0,00	0	5,54	-1,27	1	854,26	-98,02	16
8		18-ago-21	11:00	766,90	94,78	8	367,82	-17,19	9	137,47	15,64	3	10,97	0,28	1	1283,16	93,51	21
9		23-ago-21	19:00	891,05	125,76	8	-54,17	11,00	10	0,00	0,00	0	25,36	1,54	1	1485,71	73,13	20
10	primavera	22-nov-21	04:00	708,36	-54,68	5	190,72	-28,66	8	0,00	0,00	0	24,47	-2,74	4	923,55	-86,08	17
11		22-nov-21	11:00	978,37	64,00	7	297,64	35,59	8	112,86	-5,25	3	32,49	-4,98	4	1421,36	89,36	22
12		22-nov-21	19:00	999,61	25,66	7	458,09	7,53	11	0,00	0,00	0	43,76	-6,50	4	1501,46	26,69	22
13	sabado	13-nov-21	13:00	864,73	72,70	8	192,70	-17,36	8	136,42	-1,50	3	14,92	-0,95	3	1208,77	52,89	22
14	domingo	14-nov-21	13:00	544,08	-40,32	6	312,31	-70,25	8	135,81	-10,32	3	25,26	-8,52	3	1017,46	-129,41	20
15	domingo	12-dic-21	19:00	563,80	-15,71	6	516,68	-85,87	11	0,51	-2,10	1	36,70	-20,37	4	1117,69	-124,05	22
16	sabado	18-dic-21	13:00	636,85	20,09	8	479,76	-60,09	11	95,74	-14,23	2	14,89	-14,07	4	1227,24	-68,30	25

Tabla 7.14. Resumen de generación de los 16 escenarios con optimización de la potencia reactiva
Fuente: Elaboración propia

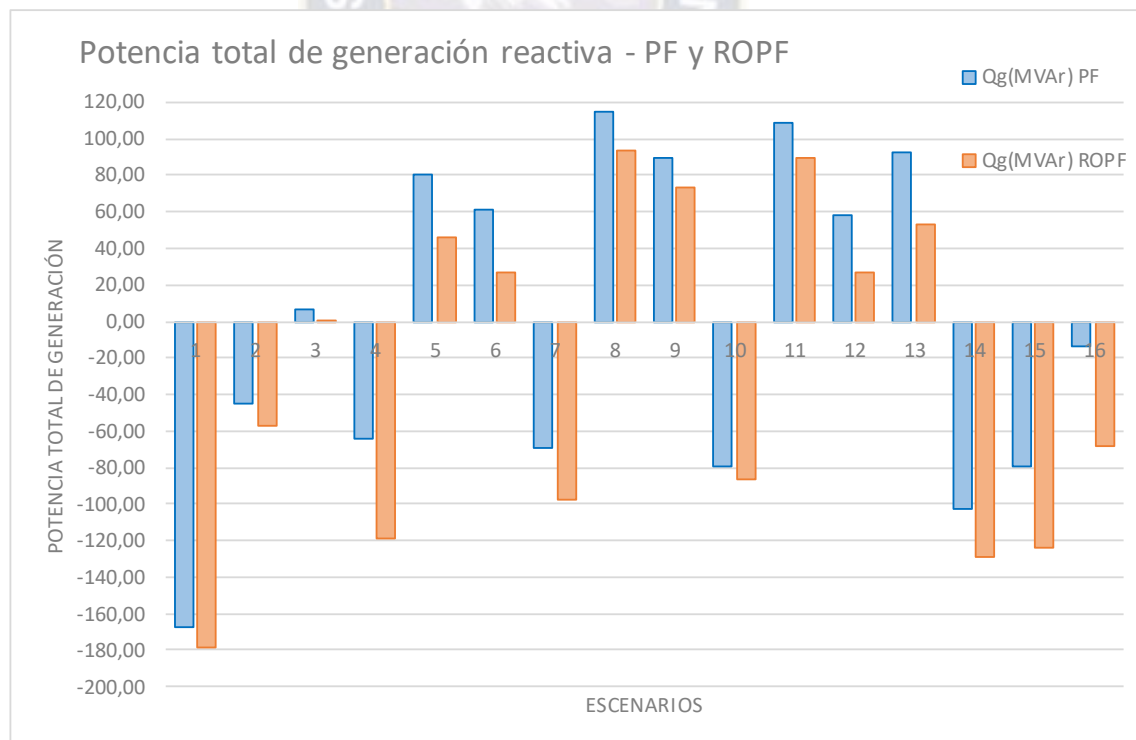


Figura 7.5. Potencia total de generación (activa y reactiva) – PF y ROPF
Fuente: Elaboración propia

Con respecto al nivel de uso de la capacidad del sistema de transmisión, ya sea por áreas, por interconexiones, en las diferentes estaciones del año, y en los tres bloques horarios, se ideó un indicador, que lo denominamos Índice de Capacidad Utilizada (ICU) de líneas de transmisión y autotransformadores.

$$ICU = \frac{\sum |S_{carga} (MVA)|}{\sum |S_n (MVA)|}$$

La aplicación de dicho índice se muestra en la tabla 7.17, en la cual, los valores numéricos en color negro corresponden al bloque de baja demanda, en color verde al bloque de demanda media, y en color rojo al bloque de alta demanda. Así mismo, se resaltó los indicadores por estación del año, marcando con fondo color naranja a verano; amarillo a otoño; celeste a invierno, y verde a primavera. Se reitera que el ICU es un indicador de un conjunto de líneas de transmisión, y no de líneas individuales.

Previo a comentar el significado de ICU aplicado al STI en la gestión 2021, es necesario señalar que una línea de transmisión bien dimensionada (tras de una planificación cuidadosa) debería comenzar su operación comercial con una carga cercana a 1/3 de su capacidad nominal, dejando los 2/3 restantes para un crecimiento futuro de la demanda o para operar transmitiendo carga extraordinaria ante probables contingencias (no necesariamente en un futuro lejano, sino en cualquier momento). Al transcurrir el tiempo, algunos lustros o décadas, las líneas de transmisión que fueron nuevas, en el peor de los casos deberían haber superado 1/2 de su capacidad nominal y en el mejor de los casos estar en su capacidad nominal. Desde luego que existen otros factores que inciden en el uso de la capacidad de las líneas de transmisión, entre estos: la estación del año; el tipo de día (laborable, semi laborable, feriado); la hora de la demanda (bloque alto, medio, bajo); ocurrencia de contingencias; maniobras temporales; etc. Para el análisis de estado de carga solo nos referiremos al estado de carga según bloque horarios y áreas. En el presente trabajo se aplicará el término “infrautilización” para estados de carga inferiores al 33%, y bloque horario de baja y mediana demanda. En cambio, para el bloque de alta demanda, las cargas inferiores al 33% implican y confirman definitivamente que en su diseño y construcción hubo “sobredimensionamiento”.

Las líneas de transmisión en los 4 subsistemas denotan sobredimensionamiento, ya que en conjunto no llegan al 33%, en ninguna estación del año, ni aún en el bloque de alta.

Las líneas de transmisión de interconexión entre áreas muestran que solo entre las áreas 2 y 3 (central y oriental) existe un uso aceptable sobre todo en verano e invierno, estando el mejor uso en el bloque de alta en invierno (llega a 81%). La interconexión entre las áreas 1 y 2 (norte y central) presentan un uso de su capacidad relativamente aceptable en las estaciones otoño, invierno y primavera, y no así en verano, estando el mejor uso en el bloque medio en invierno (llega a 44%) y primavera (llega a 43%). La interconexión entre las áreas 2 y 4 (central y sur) presenta líneas sobredimensionadas o sin posibilidad de un aceptable uso de su capacidad.

PF	Índice de Capacidad Utilizada															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Área 1	0,27	0,19	0,20	0,11	0,22	0,29	0,21	0,29	0,29	0,18	0,30	0,27	0,25	0,20	0,17	0,19
Área 2	0,19	0,24	0,18	0,23	0,26	0,28	0,18	0,25	0,27	0,27	0,33	0,31	0,27	0,21	0,19	0,22
Área 3	0,13	0,16	0,17	0,13	0,17	0,19	0,18	0,24	0,25	0,21	0,23	0,23	0,21	0,17	0,18	0,20
Área 4	0,14	0,15	0,20	0,22	0,30	0,32	0,29	0,28	0,31	0,19	0,26	0,27	0,27	0,23	0,22	0,23
Área 1-2	0,21	0,19	0,15	0,18	0,33	0,38	0,30	0,44	0,36	0,24	0,43	0,32	0,38	0,29	0,16	0,18
Área 2-3	0,54	0,60	0,63	0,25	0,14	0,13	0,33	0,65	0,81	0,33	0,19	0,13	0,13	0,23	0,31	0,53
Área 2-4	0,08	0,14	0,31	0,09	0,19	0,16	0,11	0,20	0,18	0,09	0,12	0,14	0,12	0,13	0,15	0,14
Área 3-1	No aplica debido a la ausencia de interconexión															

Tabla 7.17. Estado de carga según Índice para los 16 escenarios
Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO VIII: RESULTADOS
NUMÉRICOS PARA LA
SOLUCIÓN CLÁSICA DE
VARIABLES DE ESTADO
Y
SOLUCIÓN ÓPTIMA DE
POTENCIA REACTIVA

8.1. RESULTADOS NUMÉRICOS PARA LA SOLUCIÓN CLÁSICA DE VARIABLES DE ESTADO Y SOLUCIÓN CON OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

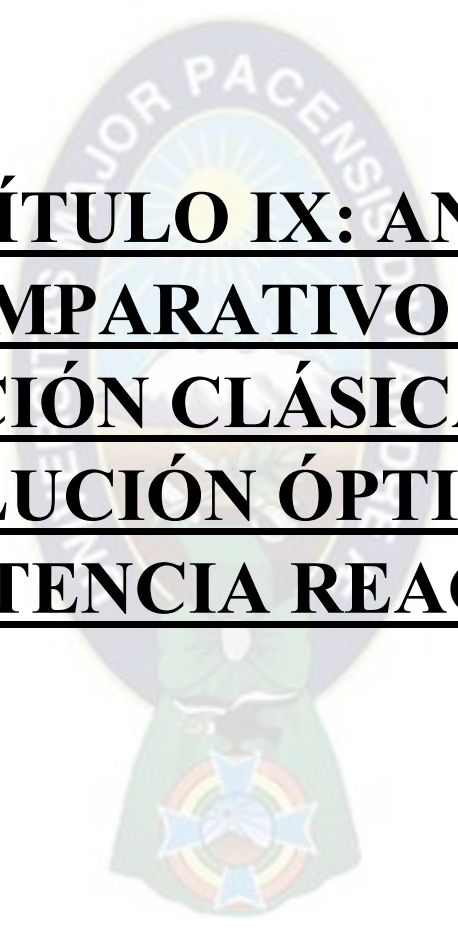
En el capítulo anterior se realizó el diagnóstico correspondiente a la solución clásica los 16 escenarios mostrados en la tabla 8.1, los datos para dichos escenarios del año 2021 fueron proporcionados por el Comité Nacional de Despacho De Carga (CNDC). También se modeló y se corrió la solución con optimización de potencia reactiva. Los resultados optimizados de los escenarios 4, 5, 6, 13 a 16 no presentan considerables mejoras razón por la que no precisan diagnóstico.

esce.	estación	fecha	Hora	Sol. Estado	Sol. Estado óptimo	realizado el diagnóstico
1	verano	17-feb-21	04:00	si	si	si
2	verano	17-feb-21	11:00	si	si	si
3	verano	25-feb-21	19:00	si	si	si
4	otoño	19-may-21	04:00	si	si	no
5	otoño	19-may-21	11:00	si	si	no
6	otoño	19-may-21	19:00	si	si	no
7	invierno	18-ago-21	04:00	si	si	si
8	invierno	18-ago-21	11:00	si	si	si
9	invierno	23-ago-21	19:00	si	si	si
10	primavera	22-nov-21	04:00	si	si	si
11	primavera	22-nov-21	11:00	si	si	si
12	primavera	22-nov-21	19:00	si	si	si
13	Sábado	13-nov-21	13:00	si	si	no
14	Domingo	14-nov-21	13:00	si	si	no
15	Domingo	12-dic-21	19:00	si	si	no
16	Sábado	18-dic-21	13:00	si	si	no

Tabla 8.1. Resumen de escenarios modelados y resueltos

Fuente: Elaboración propia

Los resultados numéricos de la solución clásica y óptima se encuentran en el DVD adjunto, organizado en un directorio “escenarios de la gestión 2021”, en cuyo interior se hallan 16 subdirectorios conteniendo archivos Excel denominados PF y ROPF, que corresponden a datos de ingreso para solución clásica y óptima respectivamente. Así mismo se adjunta planos ploteados conteniendo Diagramas Unifilares con resultados de flujos de potencia en el Sistema Troncal Interconectado (STI).



CAPÍTULO IX: ANÁLISIS
COMPARATIVO DE LA
SOLUCIÓN CLÁSICA CON LA
SOLUCIÓN ÓPTIMA DE
POTENCIA REACTIVA

9.1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA SOLUCIÓN CLÁSICA CON LA SOLUCIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA REACTIVA

Se analiza 3 aspectos de los resultados de la solución clásica y la óptima: 1) la calidad de voltaje, 2) pérdidas de potencia activa, y 3) relación de magnitudes de flujo de potencia activa y reactiva ($P_{ij} < Q_{ij}$)

Se observa en la tabla 9.1 que la calidad de voltaje tanto para la solución de estado en régimen permanente y la solución óptima está dentro de las condiciones de desempeño mínimo del SIN (0.95 a 1.05 pu), la calidad de voltaje mejora en la solución óptima, arrojando una desviación de 0.95% en vez de 1.53% de la solución clásica, en el escenario 13. En cambio, en el escenario 11, la diferencia no es notoria (1.15% y 1.17% respectivamente).

La tabla 9.1 también muestra la diferencia de pérdidas de potencia activa en MW, para fines académicos si la diferencia de pérdidas para la solución de estado en régimen permanente con respecto a la solución óptima es mayor o igual a 500 kW o 0.5 MW se recomienda el realizar la solución óptima, este criterio no está enunciada en ninguna norma o reglamento del CNDC solo es por análisis propio del que realiza este proyecto de grado. En el escenario 13 (13 de noviembre de 2021 a las 13:00 horas) se observa las perdidas en la solución de estado en régimen permanente es de 26.98 MW y en la solución óptima esta disminuye a 24.89 MW teniendo una diferencia de 2.09 MW lo si es necesario realizar la solución óptima de estado, a comparación del escenario 1 la diferencia de pérdidas de potencia activa es de 0.12 MW lo cual si se puede realizar la resolución optima, pero no es necesario debido a que la diferencia es insignificante. De esta manera se puede ver los escenarios que tengan la diferencia de potencia activa de perdidas mayor o igual a 0.5 MW, es necesario realizar la solución óptima. Se observa que en los escenarios 1, 2, 3 y 4 hay necesidad de usar el modelo óptimo, y no así en los demás escenarios.

Finalmente, otra señal de anormalidad ocurre cuando la magnitud de flujo de potencia activa es menor que la reactiva en un escenario. Con la solución clásica se verificó que algunos escenarios presentan mejoras al corregirse la anormalidad mediante el manejo de módulos de voltaje nodal. Por ejemplo, en el escenario 7, 22 líneas presentaron esta anomalía, mientras que con el flujo óptimo disminuyó a 14 líneas. Cuando no se consigue

corregir la anomalía, significa que definitivamente la línea tiene una capacidad sobre dimensionada. Véase tablas 9.2 y 9.3

Escenario	fecha	hora	Voltaje (PF)			Voltaje (ROPF)			Pérdidas de P(MW)			recomendable realizar flujo óptimo reactivo?
			mín	máx	DesvEst (%)	mín	máx	DesvEst (%)	PF	ROPF	diferencia	
1	17/2/2021	04:00	0,9947	1,0490	1,13	0,9993	1,0400	0,74	10,27	10,15	0,12	no
2	17/2/2021	11:00	0,9949	1,0411	1,07	0,9900	1,0400	0,74	12,44	12,11	0,33	no
3	25/2/2021	19:00	0,9864	1,0409	1,36	0,9796	1,0400	0,98	14,93	14,49	0,44	no
4	19/5/2021	04:00	0,9740	1,0393	1,46	1,0047	1,0500	1,02	11,76	11,34	0,42	no
5	19/5/2021	11:00	0,9754	1,0267	1,39	0,9968	1,0500	0,85	20,98	18,98	2,00	si
6	19/5/2021	19:00	0,9770	1,0274	1,22	0,9880	1,0500	1,00	24,23	22,29	1,94	si
7	18/8/2021	04:00	0,9863	1,0403	1,18	0,9808	1,0400	1,10	16,88	16,15	0,73	si
8	18/8/2021	11:00	0,9792	1,0519	1,20	1,0094	1,0400	0,76	24,77	24,07	0,70	si
9	23/8/2021	19:00	0,9573	1,0397	1,27	0,9742	1,0400	1,15	28,41	27,46	0,95	si
10	22/11/2021	04:00	0,9908	1,0475	1,14	0,9837	1,0400	0,98	15,00	14,48	0,52	si
11	22/11/2021	11:00	0,9832	1,0399	1,17	0,9700	1,0400	1,23	25,04	23,78	1,26	si
12	22/11/2021	19:00	0,9564	1,0279	1,35	0,9700	1,0400	1,19	24,76	23,46	1,30	si
13	13/11/2021	13:00	0,9766	1,0311	1,53	0,9915	1,0500	0,95	26,98	24,89	2,09	si
14	14/11/2021	13:00	0,9758	1,0350	1,14	1,0009	1,0500	0,83	14,10	13,46	0,64	si
15	12/12/2021	19:00	0,9555	1,0348	1,21	0,9807	1,0500	1,05	13,53	12,53	1,00	si
16	18/12/2021	13:00	0,9805	1,0284	1,06	1,0236	1,0500	0,68	17,13	15,86	1,27	si

Tabla 9.1. Análisis comparativo de solución de los escenarios
Fuente: Elaboración propia

resumen general													Cantidad de:				
escenario	estación	fecha	hora	Balance de potencias				calidad de voltaje			mayor estado de carga			líneas		auto	
				Pg (MW)	Pd (MW)	total pérdida (MW)	total pérdida (%)	máx	prom	mín	lin o auto o capacitor	% de carga	voltaje nom (kv)	comportam capacitivo	comportam inductivo	con flujo Pij < Oij	con flujo Pij < Oij
1	verano	17/2/2021	04:00	727,59	717,32	10,27	1,41%	1,0490	1,0295	0,9947	ARO-COR	62	115	77	7	18	3
2	verano	17/2/2021	11:00	1081,61	1069,17	12,44	1,15%	1,0411	1,0194	0,9949	ARO-COR	77	115	75	9	19	3
3	verano	25/2/2021	19:00	1357,59	1342,66	14,93	1,10%	1,0409	1,0201	0,9864	CRN-YUC	73	115	78	6	18	5
4	otoño	19/5/2021	04:00	847,47	835,71	11,76	1,39%	1,0393	1,0140	0,9740	CHI - CAR	79	230	81	3	16	6
5	otoño	19/5/2021	11:00	1234,99	1214,01	20,98	1,70%	1,0267	1,0001	0,9754	VIN - VIC*	124	230	78	7	11	2
6	otoño	19/5/2021	19:00	1460,22	1435,99	24,23	1,66%	1,0274	1,0037	0,9770	VIN - VIC*	114	230	78	7	14	4
7	invierno	18/8/2021	04:00	854,99	838,11	16,88	1,97%	1,0403	1,0193	0,9863	VIN - VIC*	124	230	77	7	22	7
8	invierno	18/8/2021	11:00	1283,86	1259,09	24,77	1,93%	1,0519	1,0121	0,9792	VIN - VIC*	173	230	73	11	14	5
9	invierno	23/8/2021	19:00	1486,64	1458,23	28,41	1,91%	1,0397	1,0087	0,9573	VIN - VIC*	109	230	73	11	11	3
10	primavera	22/11/2021	04:00	924,07	909,07	15,00	1,62%	1,0475	1,0243	0,9908	CHI-CAR	91	230	82	3	13	3
11	primavera	22/11/2021	11:00	1422,62	1397,58	25,04	1,76%	1,0399	1,0098	0,9832	VIN - VIC*	152	230	76	9	8	4
12	primavera	22/11/2021	19:00	1502,76	1478,00	24,76	1,65%	1,0279	1,0014	0,9564	CRN-YUC	90	115	77	9	12	4
13	Sábado	13/11/2021	13:00	1210,86	1183,88	26,98	2,23%	1,0311	1,0054	0,9766	VIN - VIC*	139	230	76	7	12	4
14	domingo	14/11/2021	13:00	1018,28	1004,18	14,10	1,38%	1,0350	1,0165	0,9758	VIN - VIC*	117	230	78	8	15	3
15	domingo	12/12/2021	19:00	1118,69	1105,16	13,53	1,21%	1,0348	1,0133	0,9555	GCH - BEL	74	230	79	7	26	5
16	Sábado	18/12/2021	13:00	1228,51	1211,38	17,13	1,39%	1,0284	1,0084	0,9805	GCH-BEL	90	230	77	9	19	2
*	La potencia nominal del capacitor es 54,85 MVAR, sin embargo, la línea MAZ-VIC estaba muy por encima de ese valor, pasando así desapercibido la sobrecarga en el capacitor, y los interruptores con relé 51 están ajustados para la línea de 137 MVA de capacidad.																

Tabla 9.2. Estados de carga, magnitud flujo Activo y Reactivo, solución Clásica
Fuente: Elaboración propia

resumen general				Balance de potencias				calidad de voltaje			mayor estado de carga			líneas		auto	
escenario	estación	fecha	hora	Pg (MW)	Pd (MW)	total pérdida (MW)	total pérdida (%)	máx	prom	mín	lin o auto o capacitor	% de carga	voltaje nom (kV)	comportam capacitivo	comportam inductivo	con flujo Pij < Oij	con flujo Pij < Oij
1	verano	17/2/2021	04:00	727,46	717,32	10,15	1,40%	1,0400	1,0321	0,9993	ARO-COR	61	115	77	7	16	3
2	verano	17/2/2021	11:00	1081,28	1069,17	12,11	1,12%	1,0400	1,0247	0,9900	ARO-COR	77	115	77	8	17	3
3	verano	25/2/2021	19:00	1357,15	1342,66	14,49	1,07%	1,0400	1,0275	0,9796	CRN-YUC	73	115	80	5	14	6
4	otoño	19/5/2021	04:00	847,05	835,71	11,34	1,34%	1,0500	1,0379	1,0047	CHI - CAR	79	230	81	3	21	6
5	otoño	19/5/2021	11:00	1232,99	1214,01	18,98	1,54%	1,0500	1,0385	0,9968	VIN - VIC*	122	230	79	6	10	2
6	otoño	19/5/2021	19:00	1458,28	1435,99	22,29	1,53%	1,0500	1,0401	0,9880	VIN - VIC*	114	230	79	6	11	4
7	invierno	18/8/2021	04:00	854,26	838,11	16,15	1,89%	1,0400	1,0289	0,9808	VIN-VIC*	117	230	78	6	14	6
8	invierno	18/8/2021	11:00	1283,16	1259,09	24,07	1,88%	1,0400	1,0296	1,0094	VIN-VIC*	172	230	76	9	11	5
9	invierno	23/8/2021	19:00	1485,71	1458,23	27,46	1,85%	1,0400	1,0255	0,9742	VIN-VIC*	108	230	74	11	10	4
10	primavera	22/11/2021	04:00	923,55	909,07	14,48	1,57%	1,0400	1,0323	0,9837	CHI-CAR	90	230	82	3	11	7
11	primavera	22/11/2021	11:00	1421,36	1397,58	23,78	1,67%	1,0400	1,0286	0,9700	VIN-VIC*	144	230	79	7	9	5
12	primavera	22/11/2021	19:00	1501,46	1478,00	23,46	1,56%	1,0400	1,0283	0,9700	CRN-YUC	90	115	78	8	9	5
13	Sábado	13/11/2021	13:00	1210,77	1183,88	24,89	2,06%	1,0500	1,0419	0,9915	VIN-VIC*	136	230	76	7	9	4
14	domingo	14/11/2021	13:00	1017,46	1004,18	13,46	1,32%	1,0500	1,0426	1,0009	VIN - VIC*	111	230	79	7	15	5
15	domingo	12/12/2021	19:00	1117,69	1105,16	12,53	1,12%	1,0500	1,0407	0,9807	GCH - BEL	74	230	79	7	18	5
16	Sábado	18/12/2021	13:00	1227,24	1211,38	15,86	1,29%	1,0500	1,0411	1,0236	GCH-BEL	80	230	78	8	15	4
*	La potencia nominal del capacitor es 54,85 MVar, sin embargo, la línea MAZ-VIC estaba muy por encima de ese valor, pasando así desapercibido la sobrecarga en el capacitor, y los interruptores con relé 51 están ajustados para la línea de 137 MVA de capacidad.																

Tabla 9.3. Estados de carga, magnitud flujo Activo y Reactivo, solución Óptima
Fuente: Elaboración propia

CAPÍTULO X: CONCLUSIONES



10.1. CONCLUSIONES

Se realizó el diagnóstico operativo del STI de la gestión 2021, mediante el estudio de 16 escenarios todos en régimen permanente. Dicho diagnóstico involucró a las tareas específicas de modelar, resolver, y analizar los resultados en base a los criterios de: calidad de voltaje, pérdidas de potencia por efecto Joule, estados de carga de sus componentes (líneas de transmisión, autotransformadores, y elementos de compensación reactiva).

Algunas conclusiones importantes son:

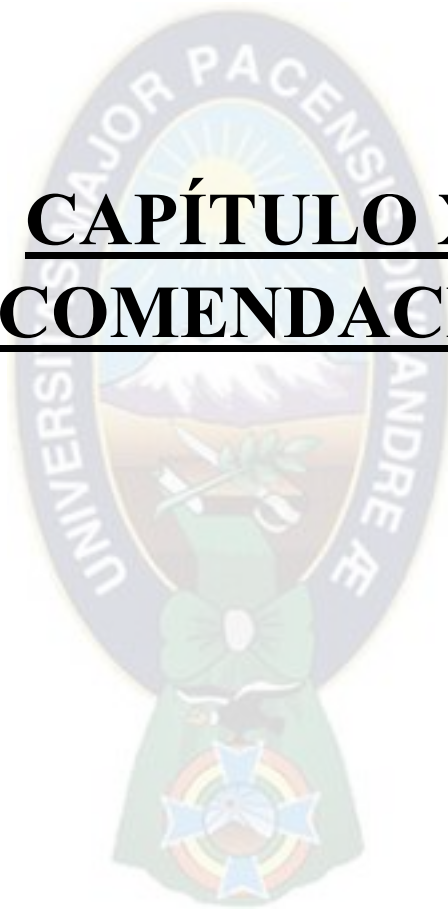
1. Existe sobre oferta de potencia, puesto que la capacidad de todo el parque de generadores supera los tres mil MW, frente a 1684 MW de la demanda total, la mayor contribución proviene del parque de generadores termoeléctricos, especialmente de ciclo combinado. Sin embargo, cabe mencionar que esta sobre oferta es temporal mientras no se garantice la provisión de la fuente primaria de energía, es decir el gas natural (GN).
2. El sistema de transmisión es bastante robusto, pues un gran número de líneas de transmisión opera muy por debajo de su capacidad nominal, por ejemplo, las líneas: Carrasco – Santivañez, Villa Tunari – San José, Carrasco – Chimoré, Santivañez – Palca, Sacaca – Catavi, Lucianita – Cataricagua, San Cristóbal – Lítio, Arboleda – Montero entre otras (véase acápite 7).
3. El único banco de capacitores en serie conectado en un extremo de la línea de transmisión Mazo Cruz y Vinto 230 kV no tiene un rol claro, más bien ya comienza siendo un cuello de botella que innecesariamente limitará la capacidad de dicha línea.
4. La mayoría de las líneas de transmisión se comportan como capacitivas aún en el bloque de alta demanda. Aspecto que no es deseable.
5. La línea Caranavi – Yucumo está llegando a su capacidad nominal lo que implica que pronto la sobrepasará.
6. Los nodos ubicados en el Beni presentan voltajes bajos sin embargo aceptables, lo que implica que en el futuro inmediato necesitarán un importante refuerzo en el sistema de transmisión no por capacidad sino por caída de voltaje.

7. La línea de transmisión Yaguacua – Tarija 230 kV, no tiene capacidad suficiente para evacuar toda la potencia de la central Sur.
8. La red de 115 kV en el área 2 (central), no está del todo bien representada por el actual diagrama unifilar del STI (del CNDC), específicamente muestra como única interconexión entre las subestaciones Arocagua y Valle Hermoso a la línea de doble terna de 74 MW y 5.4 km de longitud, siendo que en la realidad desde la subestación Arocagua existe otra interconexión que incluye a las subestaciones Cochabamba y Colcapirhua hasta conectar con Valle Hermoso, que suman en total 29.9 km y una capacidad cercana a 100 MW. Aún en el supuesto de que la subestación Arocagua contempla los consumos de las subestaciones Cochabamba y Colcapirhua, por ejemplo, en el bloque de alta, se ignora los flujos a Arocagua y a Valle Hermoso desde Colcapirhua (29 y 56 MW respectivamente).

A continuación, se enuncian las dos conclusiones más importantes del presente Proyecto de Grado:

- I. Se ha cumplido el objetivo general y los objetivos específicos planteados: modelando, resolviendo y analizando los resultados de cada uno de los 16 escenarios operativos del STI en régimen permanente.
- II. Se ha diagnosticado cada escenario operativo del STI confirmando que se han cumplido a cabalidad: 1) la calidad de voltaje, 2) los niveles de pérdidas por efecto joule, y 3) una aceptable relación entre las magnitudes de potencia activa que en general son mayores que las magnitudes de potencia reactiva, tanto de valores de nodo como de flujo.

CAPÍTULO XI: **RECOMENDACIONES**



11.1. RECOMENDACIONES

A partir de las conclusiones puntuales enunciadas a manera de debilidades y las oportunidades a manera de desafíos para futuros trabajos de investigación, se puede enunciar las siguientes recomendaciones:

- I. Analizar el retiro del banco de capacitores en serie con la línea de 230 kV Mazo Cruz – Vinto que beneficiará la interconexión entre los sistemas norte y central.
- II. Reforzar el tramo de la red radial desde la subestación Cumbre hasta la ciudad de Trinidad (Beni), esto en vista de que su topología es una cola de línea con las debilidades del caso (pérdidas de transmisión y caída de voltaje).
- III. Analizar la conveniencia de construir nueva línea de transmisión desde la central Sur (Yaguacua) hacia Camiri y El Dorado, o hacia Sucre, ya sea en 230 kV o 500 kV.
- IV. La actual central Miguillas inyecta su potencia al nodo de Vinto que está a más de 100 km al sur. En vista de que el sistema central tiene abundante sobreoferta de centrales eléctricas, se sugiere analizar la conveniencia de inyectar los 21 MW de potencia de dicha central al sistema norte, concretamente a la línea Santivañez – Palca cerca de Palca (menos de 30 km). De esta manera el sistema norte mejorará su balance de oferta (la central de Miguillas está en la provincia Inquisivi del Departamento de La Paz).
- V. Analizar el retiro parcial o total de las líneas de 230 kV que no se cargan adecuadamente en ningún escenario: Santivañez – Carrasco, Miguelito – Santivañez, Palca – Santivañez, Carrasco – Chimoré, Villa Tunari – San José; y las líneas de 115 kV que tampoco se cargan adecuadamente en ningún escenario: Sacaca – Catavi, Cataricagua – Lucianita (esta podría ser reemplazada por línea de Media Tensión).
- VI. La base de datos SMEC puede ser enriquecida agregando voltajes de línea (por ejemplo, el promedio ya que tienen algún desequilibrio) a fin de poder replicar flujos de potencia para diferentes estudios de planificación y operación.
- VII. Se recomienda realizar la solución óptima de potencia reactiva en el bloque de baja demanda (madrugada), debido a que tiene mayor influencia por que las líneas de transmisión en su mayoría tienen un comportamiento capacitivo.

CAPÍTULO XII: ANEXOS

12.1. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. S. S. J. Duncan Glover, Sistemas de Potencia Análisis y diseño, Tercera Ed. 2012.
- [2] S. Chatterjee, “A Novel Comparison of Gauss – Seidel and Newton – Raphson Methods for Load Flow Analysis,” p. 7, 2017.
- [3] A. J. Wood y B. F. Wollenbeg, “Power Generation, Operation and Control” (Nueva York: Wiley, 1989)
- [4] W. D. Stevenson, Jr.,” Elements of Power System Analysis”, 4ta. Ed. (Nueva York: McGraw-Hill, 1982)
- [5] Luis María Checa, “Líneas de Transporte de Energía” (España: Marcombo, 1973)
- [6] Paper: Pedro Luis Luque, “Lenguaje AMPL” 2da versión ()
- [7] Paper: Robert Fourer, David M. Gay, Brian W. Kernighan, “A Modeling Language for Mathematical Programing” (USA: Management Science)
- [8] Paper: David M. Gay, “Hooking Your Solver to AMPL”, 97-4-06, (Nueva York: Bell Laboratories, Murray Hill, 1997).
- [9] Mohamed, A.A.; Venkatesh, B. Line-Wise Optimal Power Flow Using Successive Linear Optimization Technique. IEEE Trans. Power Syst. 2019, 34, 2083–2092.
- [10] Mohamed, A.A.; Venkatesh, B. Line-Wise Optimal Power Flow Using Successive Linear Optimization Technique. IEEE Trans. Power Syst. 2019, 34, 2083–2092
- [11] PRO.GRA.: Omar A. Velasquez, “Optimización De La Potencia Reactiva En El Sistema Interconectado Boliviano” (Bolivia: La Paz, 2012 - UMSA)
- [12] PRO.GRA.: Samuel Nin, “Estudio Y Análisis De Técnicas Computacionales Para El Problema De Flujos De Carga” (Bolivia: La Paz, 1989 – UMSA)
- [13] <https://www.tecsagro.com.mx/blog/ingenieria-electrica/#:~:text=Se%20puede%20decir%20que%20la,la%20velocidad%20de%20la%20luz.>
- [14] <https://www.definicionabc.com/ciencia/analisis-numerico.php>
- [15] https://es.wikipedia.org/wiki/An%C3%A1lisis_num%C3%A9rico#Optimizaci%C3%A3n
- [16] <https://imit.conicet.gov.ar/modelado-matematico-aplicado-a-la-ingenieria/>

- [17] <https://ingenieriasoftware.net/quinta-generacion-del-software/>
- [18] <https://es.wikipedia.org/wiki/AMPL>

12.2. ELEMENTOS PASIVOS

Los elementos pasivos son aquellos que dentro de un circuito eléctrico no proporcionan ganancias, no generan intensidad de corriente ni tensión, tampoco pueden controlar la intensidad de corriente. Sólo pueden recibir energía, que se puede disipar, absorber o almacenar en un campo eléctrico o campo magnético. Los elementos pasivos no necesitan ninguna forma de energía eléctrica para funcionar. Los cuales se puede clasificar en:

- Resistencia
- Capacitancia
- Inductancia

- RESISTENCIA:

La resistencia es un elemento pasivo que representa la oposición al flujo de intensidad de corriente eléctrica, está presente en todo material, sus unidades de medida son en ohmios, además su valor es inversamente proporcional a la sección del conductor.



Figura 12.1 Símbolo de resistencia
Fuente: Elaboración propia

$$R = \rho_{20^{\circ}C} \cdot \frac{L}{S}$$

Donde:

R : Resistencia [Ω]

$\rho_{20^{\circ}C}$: Resistencia del material $\left[\frac{\Omega \cdot mm^2}{km} \right]$

L : Longitud del conductor [km]

S : Sección del conductor [mm^2]

- CAPACITANCIA:

La capacitancia o también denominado condensador es un elemento que puede almacenar la energía eléctrica de forma electrostática en un campo eléctrico, y a su vez esta puede liberar cuando sea necesario en forma de cargas, así mismo se puede expresar como la relacionar entre las cargas y la diferencia de potencial en un conductor, sus unidades de medida son en Faradios



Figura 12.2 Símbolo del capacitor

Fuente: Elaboración propia

$$C = \frac{Q}{V}$$

Donde:

C : Capacitancia [*Faradios*]

Q : Cargas [*Coulomb*]

V : Voltaje [*voltio*]

- INDUCTANCIA:

La inductancia almacena energía eléctrica en un campo magnético; permite que la corriente continua (CC) fluya a través de él, pero no la corriente alterna (CA), generalmente esta expresado en forma de bobinas y se define como la relación del flujo magnético y la intensidad de corriente eléctrica, sus unidades de medida son en Henry

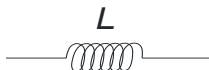


Figura 12.3 Símbolo del inductor

Fuente: Elaboración propia

$$L = \frac{\phi N}{I}$$

Donde:

L : Inductancia [*Henry*]

ϕ : Flujo magnético [*weber*]

N : Número de espiras [*adimensional*]

I : Corriente eléctrica [*Amperio*]

12.3. ELEMENTOS ACTIVOS

Los elementos activos son componentes y/o elementos generados a partir de una fuente de energía, estas son capaces de generar una diferencia de potencial o tensión. Así mismo son capaces de controlar el flujo de energía

- Voltaje
- Corriente

- Potencia activa
- Potencia reactiva

- **VOLTAJE:**

El voltaje es el trabajo realizado por unidad de carga eléctrica que ejerce sobre una partícula en un campo eléctrico para mover el flujo de electrones en dos puntos determinados llamados (i,j), el voltaje es generados a partir de las generadoras de energía eléctrica. Sus unidades de medidas es el Voltio.

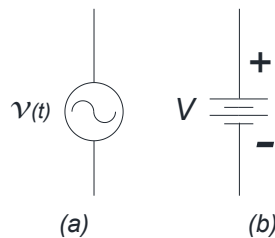


Figura 12.4 Tipos de fuente de tensión
Fuente: Elaboración propia

Donde:

- (a) Fuente de tensión en alterna
- (b) Fuente de tensión en continua

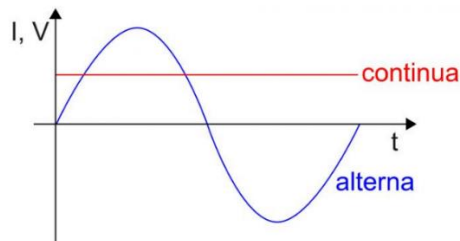


Figura 12.5 Tipos de función de corriente y tensión
Fuente: Elaboración propia

- **CORRIENTE:**

La intensidad de corriente es el movimiento de flujo de electrones de un punto a otro en un conductor durante un determinado tiempo, así mismo existe dos tipos de corriente en alterna y continua, sus unidades de medida son el Amperio.

- **La corriente continua:** No depende de la frecuencia y así mismo el flujo de electrones es simétrico en la sección transversal del conductor.

- **La corriente alterna:** Si depende de la frecuencia y así mismo el flujo de electrones no es simétrico en la sección transversal del conductor

La corriente depende de la frecuencia. A mayor frecuencia la corriente viaja en la parte externa del conductor.

- **POTENCIA ACTIVA:**

La potencia activa es el producto del voltaje, la corriente y el coseno del ángulo entre ellos, así mismo es la parte real de la potencia aparente. El SIN (Sistema Interconectado Nacional) tiene una frecuencia de 50 Hz, para mantener esta frecuencia en el rango establecido (49.75 Hz a 50.25 Hz) mencionado en la norma operativa 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de nuevas Instalaciones al SIN), debe cumplir que la potencia activa debe mantenerse constante. Su unidad de medida es en (Watts)

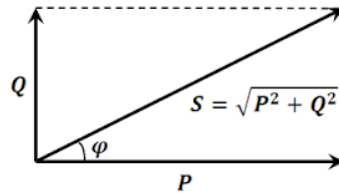


Figura 12.9 Triángulo de potencias
Fuente: Elaboración propia

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi)$$

Curva de trabajo de la potencia activa respecto a la frecuencia

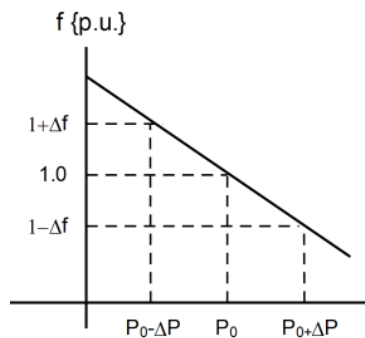


Figura 12.10 Curva de trabajo de potencia activa
Fuente: Elaboración propia

- **POTENCIA REACTIVA:**

La potencia reactiva es el producto del voltaje, la corriente y el seno del ángulo entre ellos, así mismo es la parte compleja de la potencia aparente, esto nos ayuda a determinar el

factor de potencia, nos ayuda a controlar en nivel de tensión estandarizado en la norma operativa 11 (Condiciones Técnicas para la Incorporación de nuevas Instalaciones al SIN), nivel de tensión (0.95 pu a 1.05 pu). Su unidad de medida es (VAr).

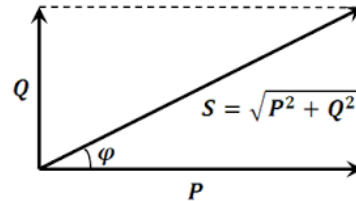


Figura 12.11 Triángulo de potencias
Fuente: Elaboración propia

$$Q = U \cdot I \cdot \text{sen}(\varphi)$$

Curva de trabajo de la potencia reactiva respecto al voltaje

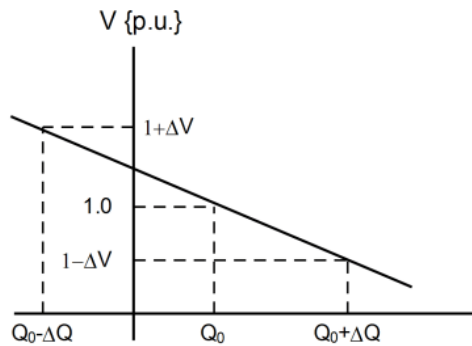


Figura 12.12 Curva de trabajo de potencia reactiva
Fuente: Elaboración propia

12.4. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA Y REACTANCIA EN p.u.

Para la elaboración de nuestra nueva base de datos (BD), se utilizó los datos de resistencia, reactancia y capacitancia para calcular la susceptancia. Dichos datos se calcularon en (p.u.), para ello utilizo el Excel, facilitándonos los cálculos correspondientes:

$$r(pu) = \frac{R(\text{ohmios})}{\frac{V^2}{100}} \quad \text{o} \quad r(pu) = \frac{R(\%)}{100}$$

Para calcular la reactancia:

$$x(pu) = \frac{X(\text{ohmios})}{\frac{V^2}{100}} \quad \text{o} \quad r(pu) = \frac{X(\%)}{100}$$

Para calcular la susceptancia:

$$b(pu) = \frac{1}{Xc(pu)}$$

$$Xc(pu) = \frac{1}{\frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C(\text{faradios})}{V^2} \cdot \frac{100}{100}} \quad \text{donde la frecuencia: } f = 50 \text{ Hz}$$

Donde:

$R(\text{ohmios}), R(\%), X(\text{ohmios}), X(\%), C(\text{faradios})$: Datos proporcionados por el CNDC

V : El voltaje para el análisis se utilizó de acuerdo a la base de datos del CNDC, teniendo tres tipos de tensión en el STI (69 kV, 115 kV y 230 kV)

Con estas ecuaciones mostradas procedió a realizar los respectivos cálculos para todas las líneas como se muestra en la figura 4.3 (tabla incluida en los anexos DVD)

DENOMINACIÓN	CODIGO	Un (kV)	L (km)	Pn (MW)	NODO 1	NODO 2	Zc (ohm)	Sn (MVA)	r (pu)	x (pu)	b (pu)
Chuspipata - Cumbre en 115 kV	CHS-CUM115	115	45,03	90	CHS11501	CUM11501	397,62	95	0,048883	0,144465	0,015981
Caranavi - Chuspipata en 115 kV	CRN-CHS115	115	63,89	74	CRN11501	CHS11501	389,02	78	0,069385	0,200742	0,023200
Caranavi - Yucumo en 115 kV	CRN-YUC115	115	104,5	33,25	CRN11501	YUC11501	369,51	35	0,100983	0,298578	0,038246
Huaji - Caranavi en 115 kV	HUA-CRN11501	115	74,45	90,0	HUA11501	CRN11501	392,91	95	0,079400	0,236476	0,026791
Guarayos - Paraíso I en 230 kV	GUA-PRA23001	230	230,55	70,02	GUA23001	PRA23001	274,57	73,7	0,019863	0,128729	0,477836

Tabla 12.1. Datos calculados de resistencia, reactancia y susceptancia
Fuente: Elaboración Propia

12.4.1. MAGNITUDES ELÉCTRICAS EN p.u. Y CAMBIO DE BASE

Dado un circuito eléctrico con valores dimensionales, y convertirlo en un circuito adimensional con valores en p.u. consiste simplemente en dividir cada magnitud por su valor base.

$$u_{pu} = \frac{U}{U_{Base}}; \quad i_{pu} = \frac{I}{I_{Base}}; \quad z_{pu} = \frac{Z}{Z_{Base}}$$

Si en este circuito existen transformadores como en el SIN, se deben establecer tensiones base. Estas tensiones base se hallan a partir de la relación de transformación de los transformadores, es decir:

$$U_B^P = r_t \cdot U_B^S$$

Siendo r_t , la relación de transformación e indicando los superíndices "P" y "S" primario y secundario respectivamente. Con estas tensiones base se consigue eliminar la relación de

transformación en el sistema en (p.u.). Ante estas circunstancias se deben unificar las bases. Así, dado z_{pu} , en la base definida por U_B y S_B , se obtiene z'_{pu} , en la base definida por $U_{B'}$ y $S_{B'}$ mediante:

$$z'_{pu} = z_{pu} \cdot \left(\frac{S'_{B'}}{S_B}\right) \cdot \left(\frac{U_B}{U_{B'}}\right)^2$$

Para poder comprender dicha ecuación de mejor manera:

$$z_{pu(nuevo)} = z_{pu(antiguo)} \cdot \left(\frac{S_{B(nuevo)}}{S_{B(antiguo)}}\right) \cdot \left(\frac{U_{B(antiguo)}}{U_{B(nuevo)}}\right)^2$$

Para el presente proyecto de grado se realizó el cambio de base para la resistencia y reactancia (archivo proporcionado por el CNDC) llevando todo el sistema a una nueva potencia base de 100 MVA, aplicando la ecuación para resistencia y reactancia sucesivamente:

$$r_{pu(nuevo)} = r_{pu(antiguo)} \cdot \frac{S_{B(nuevo)}}{S_{B(antiguo)}} = r_{pu(antiguo)} \cdot \frac{100 \text{ MVA}}{S_{B(antiguo)} \text{ MVA}}$$

$$x_{pu(nuevo)} = x_{pu(antiguo)} \cdot \frac{S_{B(nuevo)}}{S_{B(antiguo)}} = x_{pu(antiguo)} \cdot \frac{100 \text{ MVA}}{S_{B(antiguo)} \text{ MVA}}$$

12.4.2. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA LÍNEAS EN SERIE

Para nuestra base de datos se analizó las líneas o arcos entre los nodos “k;m”, para las líneas en serie, se realizó una equivalencia de la resistencia y reactancia. Como se muestra en las ecuaciones mostrada a continuación 12.3.1

$$\text{línea 1 de "k a x": } Z_{1(kx)} = r_{1(kx)} + j \cdot x_{1(kx)}$$

$$\text{línea 1 de "x a m": } Z_{2(xm)} = r_{2(xm)} + j \cdot x_{2(xm)}$$

Donde Z_1 y Z_2 son parámetros de cada línea:

$$Z_{eq(km)} = Z_{1(kx)} + Z_{2(xm)} = r_{1(kx)} + j \cdot x_{1(kx)} + r_{2(xm)} + j \cdot x_{2(xm)}$$

$$Z_{eq(km)} = r_{eq(km)} + j \cdot x_{eq(km)} \quad (12.3.1)$$

Para el caso de las susceptancias, las líneas en serie se suman de manera inversa, como se muestra en la ecuación 12.3.2

$$\text{línea 1 de "k a x": } b_{1(kx)}$$

$$\text{línea 2 de "x a m": } b_{2(xm)}$$

Donde b_1 y b_2 son parámetros de cada terna:

$$b_{eq(km)} = \frac{b_{1(kx)} \cdot b_{2(xm)}}{b_{1(kx)} + b_{2(xm)}} \quad (12.3.2)$$

12.4.3. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA LÍNEAS EN PARALELO

Para nuestra base de datos se analizó las líneas o arcos entre los nodos “k;m”, para las líneas de doble terna, aplicaremos el concepto de líneas en paralelo, para poder calcular una equivalencia de la resistencia y reactancia. Como se muestra en las ecuaciones mostrada a continuación 12.3.3

$$\text{terna 1: } z_{1(km)} = r_{1(km)} + j \cdot x_{1(km)}$$

$$\text{terna 2: } z_{2(km)} = r_{2(km)} + j \cdot x_{2(km)}$$

Donde Z_1 y Z_2 son parámetros de cada terna:

$$Z_{eq(km)} = \frac{Z_{1(km)}Z_{2(km)}}{Z_{1(km)} + Z_{2(km)}} = \frac{(r_{1(km)} + j \cdot x_{1(km)}) \cdot (r_{2(km)} + j \cdot x_{2(km)})}{r_{1(km)} + j \cdot x_{1(km)} + r_{2(km)} + j \cdot x_{2(km)}} \\ Z_{eq(km)} = r_{eq(km)} + j \cdot x_{eq(km)} \quad (12.3.3)$$

Para el caso de las susceptancias, las líneas paralelas se sumaron directamente. Como se muestra en la ecuación 4.4 continuación 12.3.4

$$\text{terna 1: } b_{1(km)}$$

$$\text{terna 2: } b_{2(km)}$$

Donde b_1 y b_2 son parámetros de cada terna:

$$b_{eq(km)} = b_{1(km)} + b_{2(km)} \quad (12.3.4)$$

Con estas ecuaciones se pudo realizar el cálculo correspondiente, como se muestra en la tabla 12.1.

12.4.4. PARÁMETROS DE RESISTENCIA, REACTANCIA Y SUSCEPTANCIA PARA AUTOTRANSFORMADORES EN PARALELO

Para el caso de los autotransformadores en paralelo entre los nodos “k;m”. Se analizó mediante la ecuación 12.3.5

$$\text{trf 1: } z_{1(km)} = r_{1(km)} + j \cdot x_{1(km)}$$

$$\text{trf 2: } z_{2(km)} = r_{2(km)} + j \cdot x_{2(km)}$$

Donde Z_1 y Z_2 son parámetros de impedancia de cada terna:

$$Z_{eq(km)} = \frac{Z_1(km)Z_2(km)}{Z_1(km) + Z_2(km)} = \frac{(r_1(km) + j \cdot x_1(km)) \cdot (r_2(km) + j \cdot x_2(km))}{r_1(km) + j \cdot x_1(km) + r_2(km) + j \cdot x_2(km)}$$

$$Z_{eq(km)} = r_{eq(km)} + j \cdot x_{eq(km)} \tag{12.3.5}$$

Para el caso de los autotransformadores la susceptancia es cero: $b_{eq(km)} = 0$

En la base de datos proporcionados por el CNDC, la demanda de los nodos Valle Hermoso y Arocagua son simplificados, con dichas demandas es insuficiente poder realizar una analices de flujos, para ello se realizó un artificio y balance, para estimar la demanda de los nodos intermedios como:

- La demanda de Arocagua distribuye en los nodos de Alalay y YPFB.
- La demanda de Valle Hermoso distribuye en los nodos Arocagua, Central y Colcapirhua.

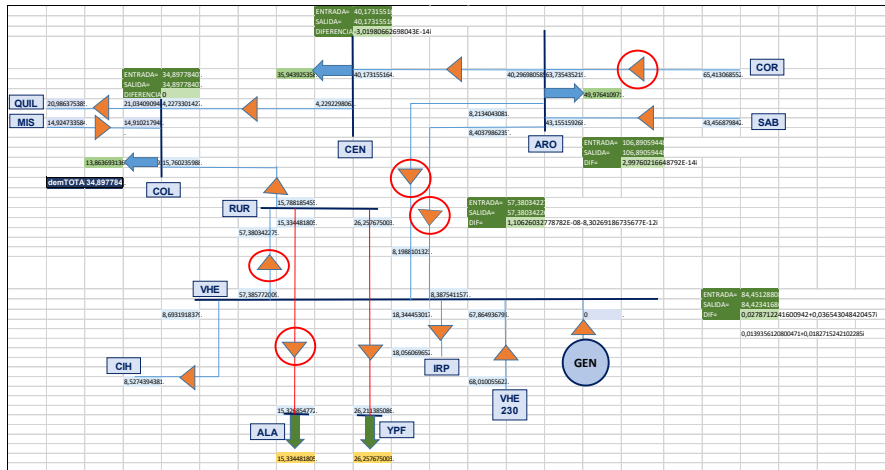


Tabla 12.2. Balance de flujos de los nodos simplificados

Fuente: Elaboración Propia

FACTORES					
vhe	120,81812040	REAL	IMAGINARIO	%	%
AROCAGUA	49,97641097	0,413649962	0,43754012	41,3649962	43,7540122
CENTRAL	35,94392535	0,297504424	0,30545779	29,7504424	30,5457791
COLCAPIRHUA	34,89778407	0,288845613	0,25700209	28,8845613	25,7002087
		1	1	100	100
aro	41,59215680	REAL	IMAGINARIO	%	%
ALALAY	15,33448180	0,368686863	0,34516922	36,8686863	34,5169223
YPFB	26,25767500	0,631313137	0,65483078	63,1313137	65,4830777
		1	1	100	100

Tabla 12.3. Resultados de factores

Fuente: Elaboración Propia

Con los factores calculados, elaboramos la base de datos de potencias demandadas activas y reactivas para los 16 escenarios. La tabla 12.4 muestra las correcciones necesarias de demandas de los nodos: Arocagua, Central, Colcapirhua nodos (33, 34 y 35), YPFB y Alalay nodos (29 y 30), este proceso se realizó por separado para uno de los 16 escenarios.

BUS	Pg	Qg	Pd	Qd	V	CODNOD	AREA
29	0	0	11,956	3,322	1,0000	ALA115	2
30	0	0	20,184	5,608	1,0000	YPF115	2
31	0	0	0	0	1,0000	VHE230	2
32	0	0	0	0	1,0000	VHE115	2
33	0	0	20,463	0,882	1,0000	COL115	2
34	0	0	13,011	1,302	1,0000	CEN115	2
35	0	0	22,656	2,266	1,0000	ARO115	2

Tabla 12.4. Datos de demanda de potencia activa y reactiva
Fuente: Elaboración propia

12.4.5. RESOLUCIÓN DE VARIABLES DE ESTADO

La formulación matemática para determinar el estado del sistema eléctrico, genera un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, la solución de estos sistemas de ecuaciones requiere del análisis numérico como se verá a continuación.

El punto de partida para la resolución de Estado del SEP considera la información de ingreso (datos de elementos pasivos y datos de elementos activos).

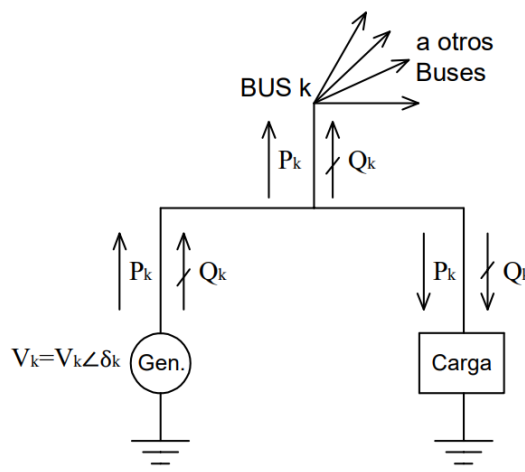


Figura 12.13 Elementos Activos
Fuente: Elaboración propia

En la figura 12.13, las cuatro variables están asociadas con cada bus “k”, magnitud de voltaje “ V_k ”, Angulo de fase “ δ_k ”, potencia real (total) activa y reactiva “ P_k y Q_k ”. En cada nodo, dos variables se especifican como datos de entrada y las otras dos como incógnitas. Para mejor comprensión, se define la potencia inyectada en el nodo k

$$P_k = P_{Gk} - P_{Ck} \quad (12.4.5.1)$$

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Ck} \quad (12.4.5.2)$$

Los datos de entrada para cada línea de transmisión son la impedancia y la admitancia en derivación Y' del modelo del circuito “ π ”, los nodos a las que están derivadas las líneas de transmisión en MVA, la ubicación o posición del tap.

La matriz de admitancia en el Bus Y_{BUS} se puede construir a partir de los datos de entrada de las líneas y los autotransformadores.

La diagonal de la matriz de admitancias: Y_{kk} = suma de admitancias conectadas al Bus k.

Elementos que no corresponde a la diagonal: $Y_{kn} = -$ (suma de admitancias conectadas a los buses externos de la rama “ $k \neq n$ ”)

Las ecuaciones nodales son:

$$P_k = P_{Gk} - P_{Ck} \quad (12.4.5.3)$$

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \vdots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \vdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{10} \\ V_{20} \\ \vdots \\ V_{N0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} \quad (12.4.5.4)$$

Donde “ I ” es la corriente inyectada en cada Bus y “ V ” es el voltaje de Bus, para el Bus k (la k-ésima ecuación):

$$I_k = \sum_{n=1}^n Y_k V_n \quad (12.4.5.5)$$

La potencia compleja entregada al Bus k es:

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (12.4.5.6)$$

Empleando la ecuación (12.4.5.5) en la (12.4.5.6)

$$P_k + jQ_k = V_k \left[\sum_{n=1}^n Y_k V_n \right]^* \quad (12.4.5.7)$$

Dónde: $k=1,2, 3, \dots, N$

Con la notación:

$$V_n = V_n e^{j\delta_n} \quad (12.4.5.8)$$

$$V_{kn} = V_{kn} e^{j\theta_{kn}} \quad (12.4.5.9)$$

Dónde: $kn=1,2, 3, \dots, N$

La ecuación (12.4.5.7) se transforma en:

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{n=1}^n Y_{kn} V_n e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})} \quad (12.4.5.10)$$

Separando la parte real e imaginaria de la ecuación (12.4.5.10) se obtiene:

$$P_k = V_k \sum_{n=1}^n Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (12.4.5.11)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^n Y_{kn} V_n \operatorname{sen}(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (12.4.5.12)$$

Dónde: $k=1,2, 3, \dots, N$

El sistema de ecuaciones 12.4.5.4 considerando la expresión de corrientes inyectadas 12.4.5.5 nos indica que el sistema de ecuaciones resultante es No Lineal, de ahí su tratamiento a través del Análisis Numérico para su solución. Los métodos tradicionales para resolver sistemas de ecuaciones no lineales son Gauss-Seidel, Newton-Raphson, Stott-Alsac (potencias desacopladas), y otros, cuyas descripciones y aplicaciones son abordadas en la asignatura ELT296.

12.5. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE AMPL-IDE

Veamos ahora cómo han surgido los lenguajes de programación.

- Primera generación: lenguaje máquina.

- Segunda generación: lenguaje ensamblador.
- Tercera generación: lenguajes de alto nivel.
- Cuarta generación: lenguajes orientados al usuario (4GL)

Generación	Periodo	Hardware	Software
1	1944 – 1955	Tubos al vacío	Lenguaje máquina
2	1956 – 1963	Transistores	Lenguaje simbólico
3	1964 – 1970	Circuitos integrados	Lenguaje de alto nivel
4	1971 – 1990	Circuitos integrados a gran escala (Microprocesadores)	Lenguaje no procedural
5	2000 – ¿?	Circuitos integrados a muy grande escala (SoC)	Lenguajes modernos

Tabla 12.5. Evolución del hardware y software

Fuente: Elaboración propia

La quinta generación de software tiene como inicio el año 2005 con la popularización de los algoritmos de aprendizaje de máquina y de aprendizaje profundo y aunque aún es un área en desarrollo se han obtenido resultados prometedores en comparación con software construido en generaciones anteriores. [17]

Características de la quinta generación del software:

Se emplean generalmente lenguajes de programación de cuarta generación con componentes de inteligencia artificial y sistemas expertos.

Las herramientas de desarrollo que provienen de la rama de las ciencias computacionales permiten a las máquinas emular las cualidades humanas tales como el aprender, razonar, comunicar, ver y escuchar.

Ventajas:

- El programador no requiere indicar cómo han de ejecutarse las instrucciones a fin de que se cumpla un objetivo en particular.
- En teoría el programador no requiere aprender un lenguaje de programación para comunicar el resultado que espera del algoritmo.
- El usuario interactúa con los sistemas a través de la voz o de gesticulaciones, disminuyendo la interacción con interfaces gráficas para algunas aplicaciones.
- Se requiere menos tiempo para el desarrollo.

Desventajas:

- Requiere procesador de alta velocidad y capacidad de memoria RAM.
- Se emplea librerías de matemáticas ya desarrolladas y patentadas a las cuales no se tienen acceso, lo cual dificulta su compilación.

Software de 4ta generación en el mercado:

Se tienen herramientas de programación para inteligencia artificial como: LISP, Prolog, Python, Mercury, OPS5, y para aplicaciones exclusivas de optimización: GAMS, AMPL, LINGO, MATPOWER, etc.

AMPL (A Mathematical Programming Language) es un lenguaje de programación algebraica (AML) para modelar y resolver problemas de programación matemática de gran complejidad y gran escala. Fue desarrollado por Robert Fourer, David Gay, y Brian Kernighan en los Laboratorios Bell. AMPL soporta decenas de solvers, tanto de código abierto como software comercial, incluyendo CBC, CPLEX, FortMP, Gurobi, MINOS, IPOPT, SNOPT, KNITRO, LGO, por mencionar algunos.

Una característica ventajosa de AMPL es la semejanza de su sintaxis a la notación matemática de problemas de optimización. Esto permite una definición muy concisa y legible de problemas en el ámbito de optimización. Actualmente el servidor NEOS acepta problemas escritos AMPL (anteriormente ubicado en el Laboratorio Nacional Argonne, actualmente establecido en la Universidad de Wisconsin, Madison).². De acuerdo con las estadísticas del servidor NEOS, AMPL es el formato más popular para representar problemas de programación matemática resueltos en el servidor.

Por lo visto, AMPL se clasifica como lenguaje de 4ta generación. En el caso particular del presente proyecto de grado, la plataforma de trabajo AMPL IDE permitió desarrollar las instrucciones específicas para resolver las “variables de estado” de un SEP en su versión clásica, y en su versión ROPF (Flujo óptimo de potencia reactiva) sin tener que desarrollar rutinas del análisis numérico ni investigación operativa, sino empleando librerías de MINOS que es un software de optimización lineal y no lineal. [16]

12.6. TIPOS DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Existen varias maneras de representar un SEP, según la finalidad y la información que se pretende mostrar. A continuación, se describe 4 tipos de diagramas unifilares que abarcan muchos propósitos informativos usualmente requeridos por los ingenieros electricistas de las empresas eléctricas.

12.6.1. DIAGRAMA UNIFILAR LAY – OUT O “DISPOSICIÓN ESPACIAL”

Este diagrama unifilar más bien es un dibujo a escala sobre un mapa geográfico con coordenadas cartesianas, de la ubicación de nodos (pueden ser centrales o subestaciones de maniobra y/o distribución) y la disposición física en dos dimensiones de las líneas de transmisión. Aquí no interesa la información detallada ni de nodos ni de líneas, de modo que su aplicación es más que todo para tener la vista aérea en plano de la red de alta tensión, el color del trazo es de acuerdo al nivel de voltaje, por ejemplo: rojo 69kV, azul 115kV, verde 230kV y morado 500kV. La utilidad de este diagrama unifilar es tener una referencia exacta de la ubicación geográfica de los nodos en base a “norte” geográfico. También permite realizar trazados de líneas de transmisión en mapas con el trazo de vías (caminos o carreteras) existentes o proyectadas además de poblaciones y/o lugares especiales incluyendo su denominación.

12.6.2. DIAGRAMA UNIFILAR OPERATIVO (ORTONORMAL)

Este diagrama unifilar no tiene escala, pero sí permite ver con mucho detalle los equipos en centrales, en subestaciones y las líneas de transmisión. Cada equipo tiene un código identificador y una especificación. Los equipos pueden ser barras, interruptores, seccionadores, transformadores y autotransformadores, unidades de generación, reactores, capacitores, y puestas a tierra fundamentalmente. Desde luego también se muestran la capacidad de estos equipos en MW o MVA según el caso, y en el caso de líneas de transmisión la cantidad de conductores, su calibre, y su longitud. Una de sus finalidades es facilitar la planificación de operaciones en la red real para algún objetivo específico como ser des energizar equipos para su mantenimiento. Los trazos de líneas son ortonormales, es decir solo líneas verticales u horizontales, y pueden ser también con colores según el nivel de voltaje nominal. No tiene nada de información sobre su ubicación geográfica en 2D.

12.6.3. DIAGRAMA UNIFILAR SEMI LAY-OUT

Este diagrama unifilar es muy parecido al 1, por eso recibe también el denominativo “semi-lay-out”, porque guarda relación de ubicación relativa, pero no guarda escala exacta (solo muy aproximada), se emplean trazos rectos u oblicuos según conveniencia, si se emplean colores según nivel de voltaje nominal. Aquí interesa dibujar los nodos con pequeñas barras para indicar los equipos conectados (unidades de generación o centrales, transformadores y autotransformadores, reactores y capacitores), mostrando solo información necesaria. Puede aplicarse para mostrar flujos de potencia, pero no es recomendable, por las dificultades de tamaño de texto cuando el SEP es muy grande (varias decenas o centenas de nodos, así también líneas de transmisión), ya que ocupa mucho espacio. Sin embargo, este diagrama sirve de base para dibujar un diagrama unifilar ortonormal espacialmente entendible, el cual se describe a continuación.

12.6.4. DIAGRAMA UNIFILAR ORTONORMAL SIMPLIFICADO PARA FLUJOS DE POTENCIA

Este diagrama unifilar es parecido al 2, pero sin información de especificación de equipos (generadores, autotransformadores, líneas de transmisión, seccionadores, interruptores, reactores, capacitores y puestas a tierra). Pueden usarse colores para distinguir los voltajes nominales. No guarda relación de escala, ni información de ubicación en 2D. Los trazos de línea que se utilizan son verticales u horizontales, pero no oblicuas, es decir siempre son ortonormales. La utilidad de este diagrama radica en que es compacto y se puede emplear para SEP con centenas de nodos y líneas de transmisión para mostrar flujos de potencia activa y reactiva en los equipos componentes, así como voltajes nodales en p.u. Una ventaja de este diagrama es que facilita la presentación de resultados de flujos de potencia desde las bases de datos de resultados a un software de dibujo 2D (Autocad por ejemplo).

12.7. DESCRIPCIÓN DE LA INTERACCIÓN EXCEL – AUTOCAD PARA EL DESPLIEGUE DE RESULTADOS.

La interacción de Excel con el AutoCAD en el presente proyecto de grado se realizó para el despliegue de resultados de la solución de estado en régimen permanente, así mismo esto nos facilita la lectura de los mismos como: voltaje y ángulo en cada nodo, generación

y de manda (activa y reactiva) en los nodos correspondientes, flujo de potencia activa y reactiva en arcos o ramas (entre nodos).

Para ello se elaboró un archivo Excel (pf-txt-01) para el primer escenario, dicho escenario es el 17 de febrero a las 04:00 am de la gestión 2021, el archivo contiene cuatro hojas:

- Nodos: Esta hoja contempla nodos, tipo de nodo, nombre, voltaje, ángulo potencia generada activa (MW), potencia generada reactiva (MVAr), potencia demandada activa (MW), potencia generada reactiva (MVAr), área, tipo de generación, y figura de voltajes por áreas.
- Ramas: Esta hoja contempla, nodo de primario ($k=i$), nodo de secundario ($m=j$), ubicación del tap, flujo de potencia activa (MW) y reactiva (MVAr), pérdidas de potencia, comportamiento de las ramas (capacitivo o inductivo), capacidad de carga de las ramas y flujo absoluto.
- Nodos-txt: Esta hoja contempla los mismos parámetros que el punto anterior “Nodos”, misma hoja todo se encuentra en formato texto, esto nos facilita para el etiquetado o la interacción con el AutoCAD.
- Ramas-txt: Esta hoja contempla los mismos parámetros que el punto anterior “Ramas”, misma hoja todo se encuentra en formato texto, esto nos facilita para el etiquetado o la interacción con el AutoCAD.

Una vez elaborado los archivos Excel para etiquetado (16 escenarios) se procede a realizar la interfaz Excel y AutoCAD, para ello se realizó 6 tipos de diagramas unifilares, mismos mencionados en el capítulo 2, dichos diagramas unifilares para el STI “versión UMSA” contempla una forma ortonormal (anexos 12.6.4) para un mejor despliegue de datos.

12.8. INTERACCIÓN EXCEL CON EL AUTOCAD.

Debe tenerse presente que se trata de vincular (BD) de Excel con un dibujo unifilar de autocad. La finalidad es que cada vez que se genera nuevos resultados de una corrida de flujos de potencia, los resultados que están en un libro Excel (pf-txt-XY) “que ya está vinculado al dibujo AutoCAD” se actualizan automáticamente, con una sola instrucción en Autocad.

1. Primeramente, se debe abrir el archivo AutoCAD correspondiente al cada escenario (STI-UMSA-ver4.dwg), donde se puede observas en la parte de capas (layers), las

capas de etiqueta de voltaje (RES voltaje), flujos de potencia (RES flujos), generación de potencia activa y reactiva (RES gen-dem) y tipo de nodo (RES tipnodo) como se observa en la siguiente imagen:

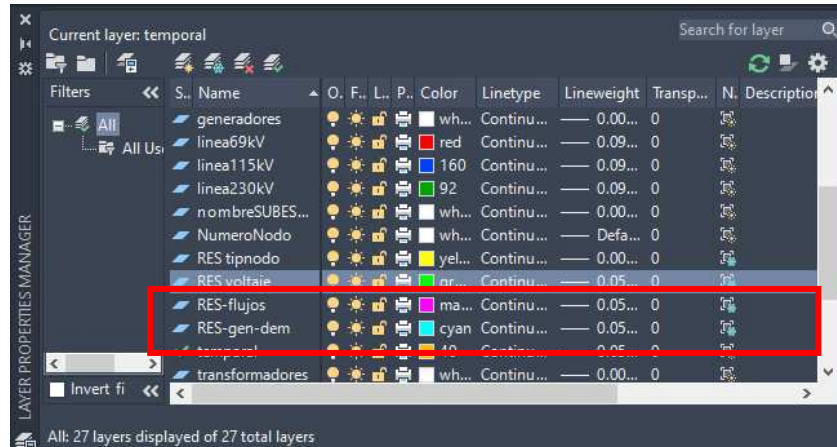


Imagen (a)

- En la línea de comandos (AutoCAD), se escribe: DBC. Aparece la ventana de menú denominada: DBCONNECT MANAGER

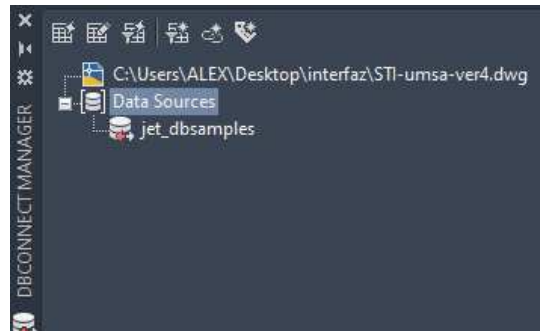


Imagen (b)

Nos ubicamos en el menú Data Source, donde hacemos click derecho, y aparece la ventana titulada: Configure Data Source, y en Data Source Name elegimos un nombre para nuestra fuente de datos, por ejemplo: FUENTE1 (ok).

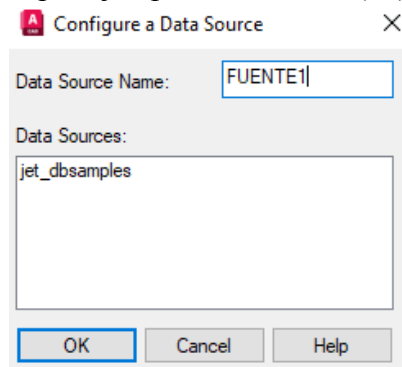


Imagen (c)

3. Aparece la ventana: Propiedades de vínculos de datos, elegimos: Microsoft OLE DB Provided for ODBC Drivers (aceptar).

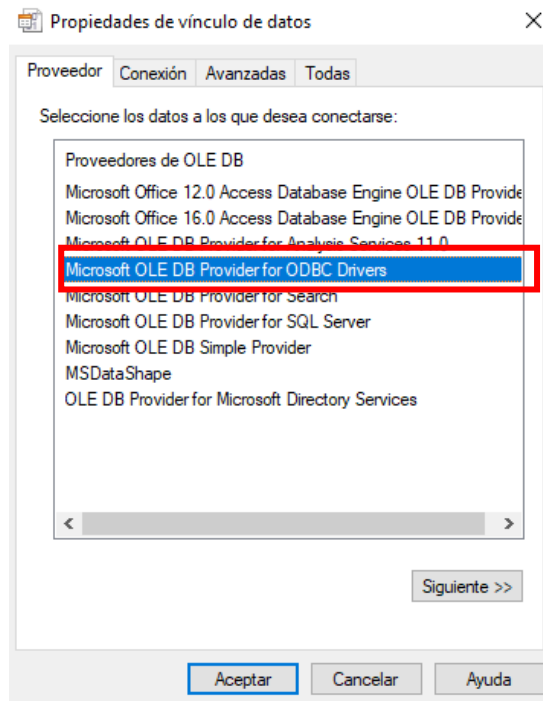


Imagen (d)

Aparece en la ventana del paso 2, como subdirectorio de Data Sources, FUENTE1.

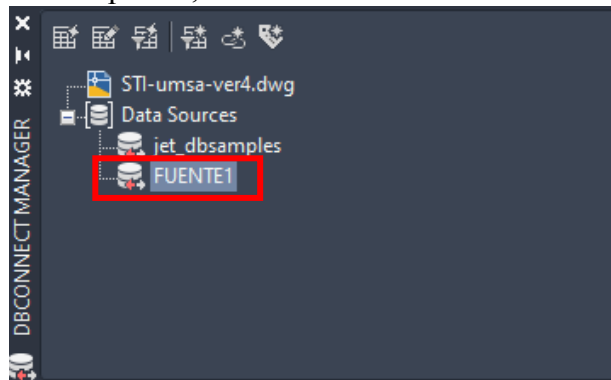


Imagen (e)

En (FUENTE1) hacemos un click derecho y escogemos: Configure ... así reaparece la ventana Propiedades de vínculos de datos. Elegimos usar el nombre de origen de datos, y hacemos click izquierdo en el símbolo ~ y escogemos Excel files,

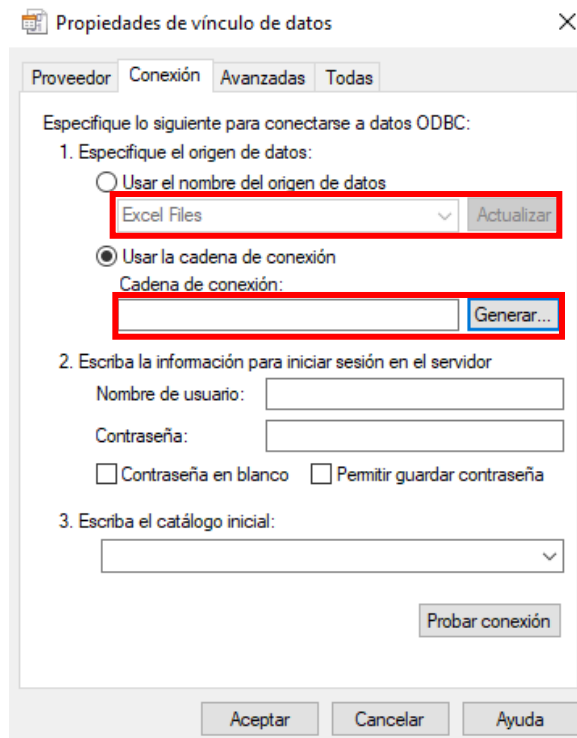


Imagen (f)

4. Luego seleccionamos la opción usar la cadena de conexión y oprimimos el ícono Generar ... vamos a la opción Buscar en, para localizar el directorio de trabajo donde está ubicado el dibujo del diagrama unifilar en AutoCAD y los archivos de inicio y de resultados en Excel.

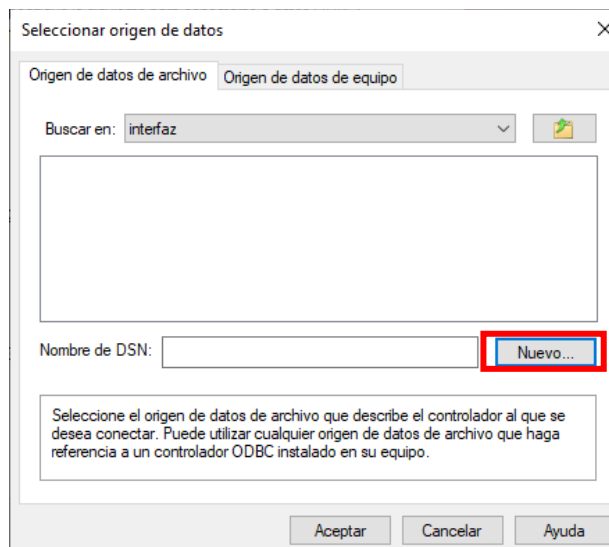


Imagen (g)

Oprimimos el icono nuevo, donde escogeremos la opción Microsoft Excel Driver (*xls, *xlsx, *xlsm, *xlsb), (siguiente)

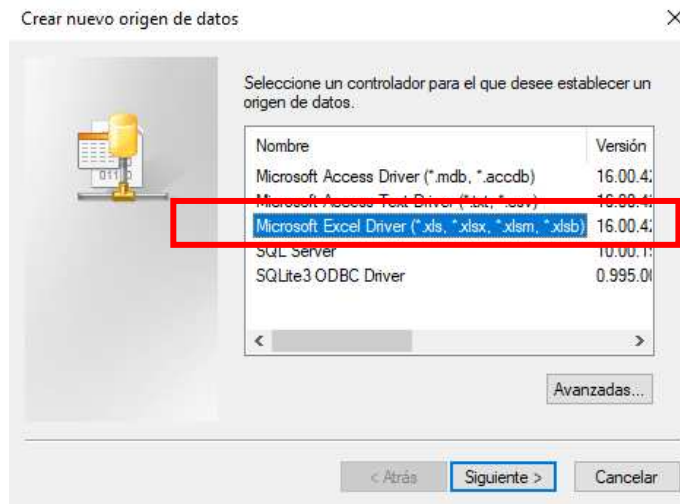


Imagen (h)

Aparece una nueva ventana Crear nuevo origen de datos, escribimos FUENTE1 (siguiente – finalizar)

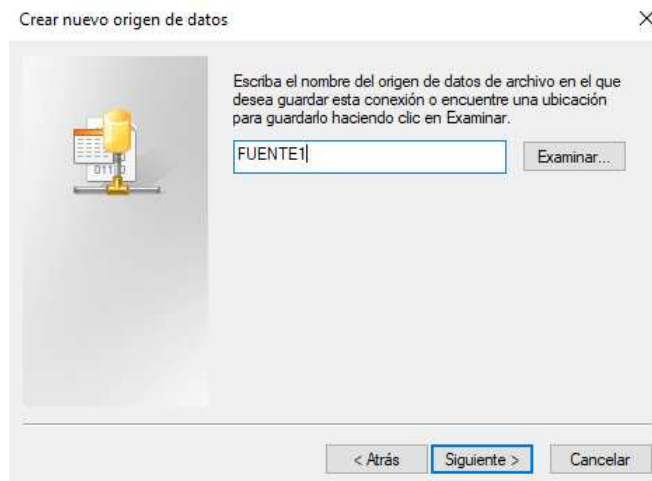


Imagen (i)

Aparece una nueva ventana Configuración de ODBC Microsoft Excel (seleccionar libro)

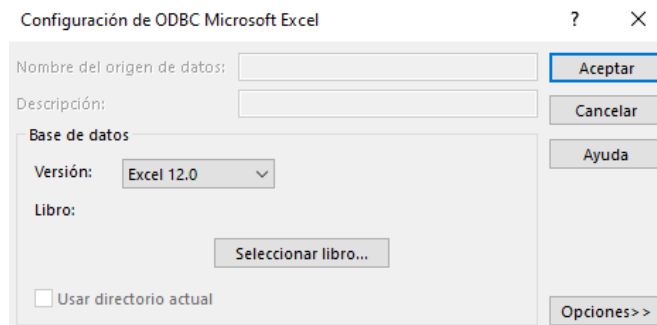


Imagen (j)

Aparece una nueva ventana, seleccionamos el archivo Excel de datos a etiquetar (aceptar), posteriormente se cerrará la secuencia de pasos. Posteriormente nos dirigimos al directorio Documentos donde nos aparecerá un archivo “FUENTE1.dsn” dicho archivo copiamos o cortamos a nuestro directorio de trabajo.

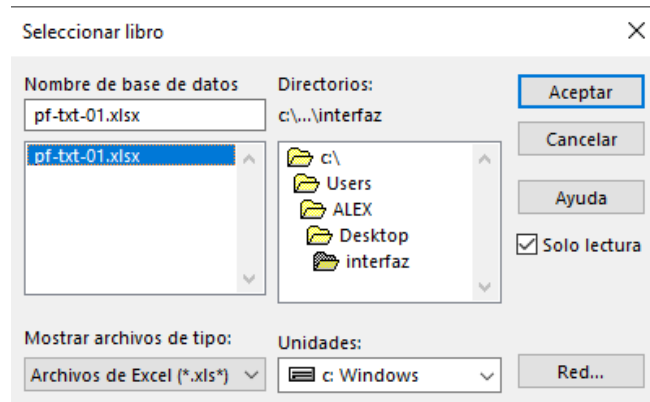


Imagen (k)

5. Repetimos el proceso del paso tres, imagen (f), donde en nuevo seleccionamos el archivo FUENTE1.dsn generado anteriormente (aceptar)

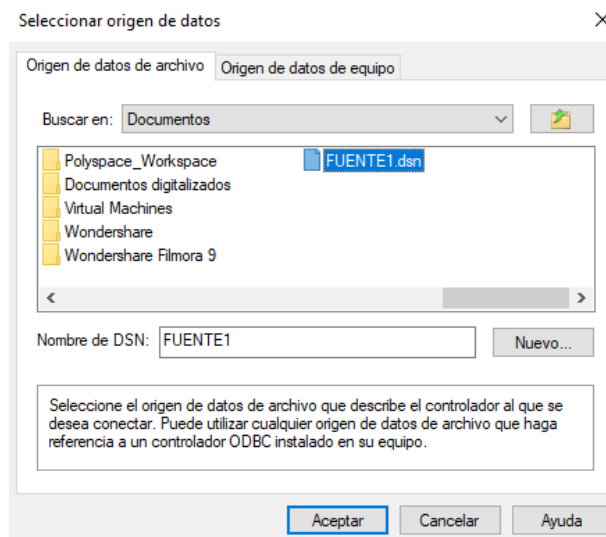


Imagen (l)

Aparecerá nuevamente la ventana de la imagen (j), presionamos seleccionar libro como imagen (k), oprimimos aceptar donde nos aparecerá una nueva ventana ya generada el vínculo (aceptar).

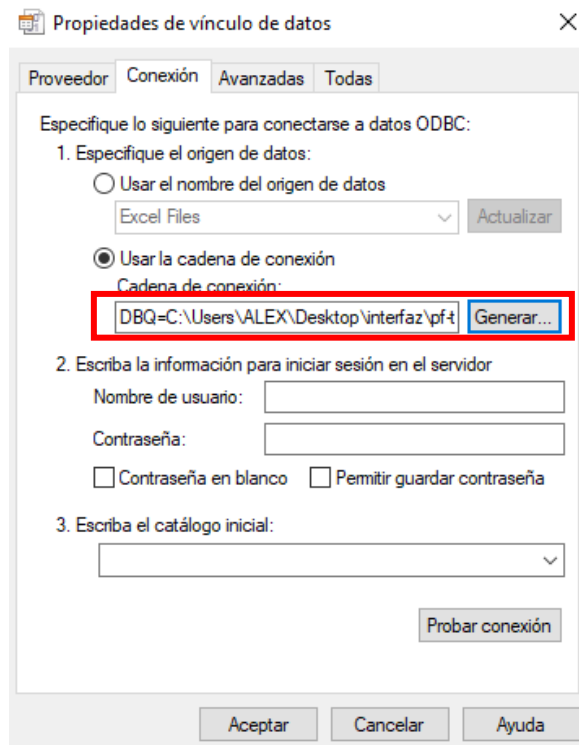


Imagen (m)

6. Regresando a la Imagen (e) se observa que se generó el vínculo FUENTE1, realizando click izquierdo dos veces se despliega las hojas de dicho archivo de etiqueta como se observa en la imagen (n)

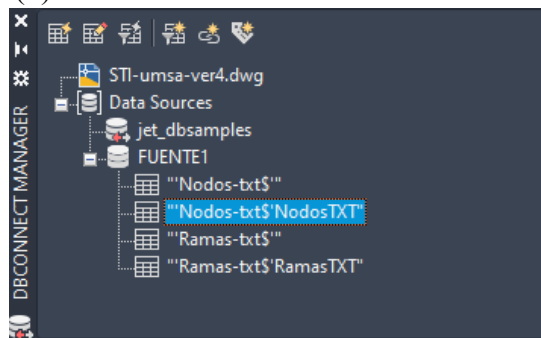


Imagen (n)

7. Seleccionamos la capa (RES voltaje) en el AutoCAD, chick derecho en “Nodos-txt\$NodosTXT”, crear un nuevo link o conexión (New Link Template) poner un nombre (NODOS) y aceptar, activar todos los valores (OK)

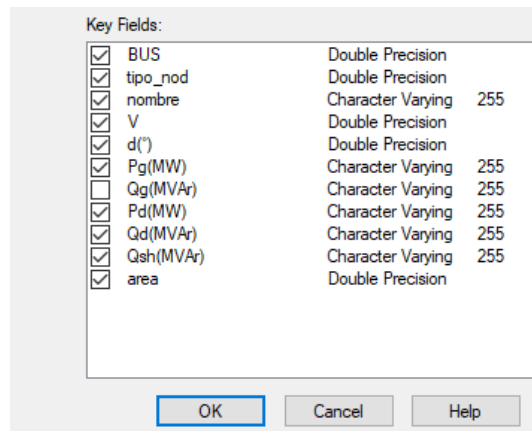


Imagen (o)

8. Crear una nueva etiqueta (New Label Template) poner un nombre (TIPO NODO Y VOLTAJE) y aceptar, agregar los parámetros a etiquetar en la primera etiqueta, seleccionar Field-Add, una vez añadido (OK)

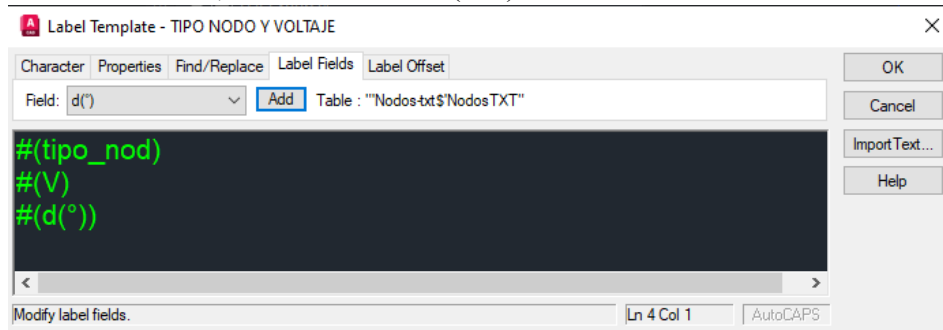


Imagen (p)

9. Posterior a ello seleccionamos la fila 1, Créate Freestanding Labels (ok) con ello empezamos a etiquetar todos los parámetros en el AutoCAD,

		V	d(°)	Pg(MW)	Qg(MVAr)	Pd(MW)	Qd(MVAr)	Qsh(MVAr)	area
3	Palca 110 kV	1.01...	-1.3069	.	.	26.3	7.77	.	1
4	0 Palca 230 kV	1.04...	2.7522	.	-4.11	77.5	5.91	-26.08	1

Imagen (q)

La etiqueta queda de esta manera como la imagen (r)

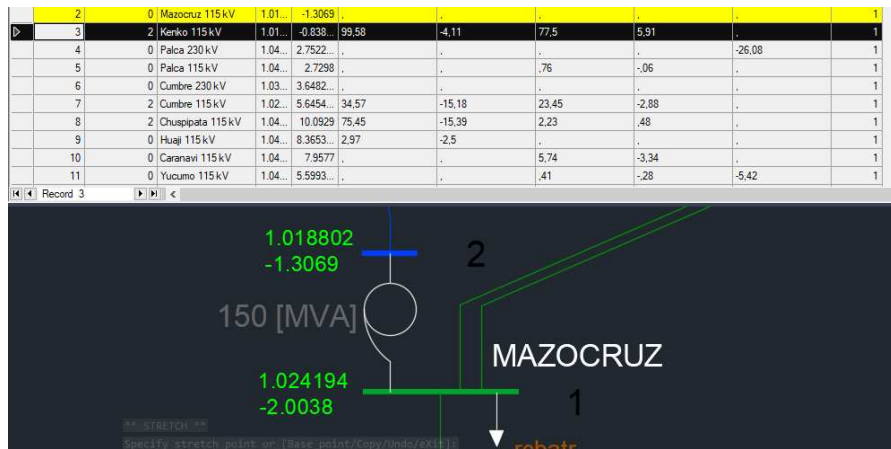


Imagen (q)

10. De esa manera se etiquetó todos los NODOS, primera etiqueta fue el voltaje y ángulo, se creó nuevas etiquetas (Template) como el punto 8 para la generación, demanda y otros, repitiendo la rutina.
11. Para la hoja (Ramas) se creó un nuevo link o conexión (New Link Template), se cambió la capa a (RES flujos) De esa manera se etiquetó todas las RAMAS, luego se creó nuevas etiquetas (New Label Template) para los flujos siguiendo la misma rutina desde el punto 8, para P_{ij} , Q_{ij} , P_{ji} y Q_{ji} , repitiendo la rutina.
12. Una vez etiquetado todos los valores de Nodos y Ramas se pueden actualizar de forma automática con la función DBconnect (Reload Labels) o seleccionando la etiqueta (Reload “recargar o actualizar”) y se actualizarán automáticamente. Este proceso se repitió para los 16 escenarios mismos que son exportados en formato pdf o impreso en hojas A0, para una mejor visualización lectura como se muestra en los planos.

DIAGRAMAS UNIFILARES
MOSTRANDO RESULTADOS
DE FLUJOS DE POTENCIA

ÁREA1: La Paz, Beni

ÁREA3: Santa Cruz

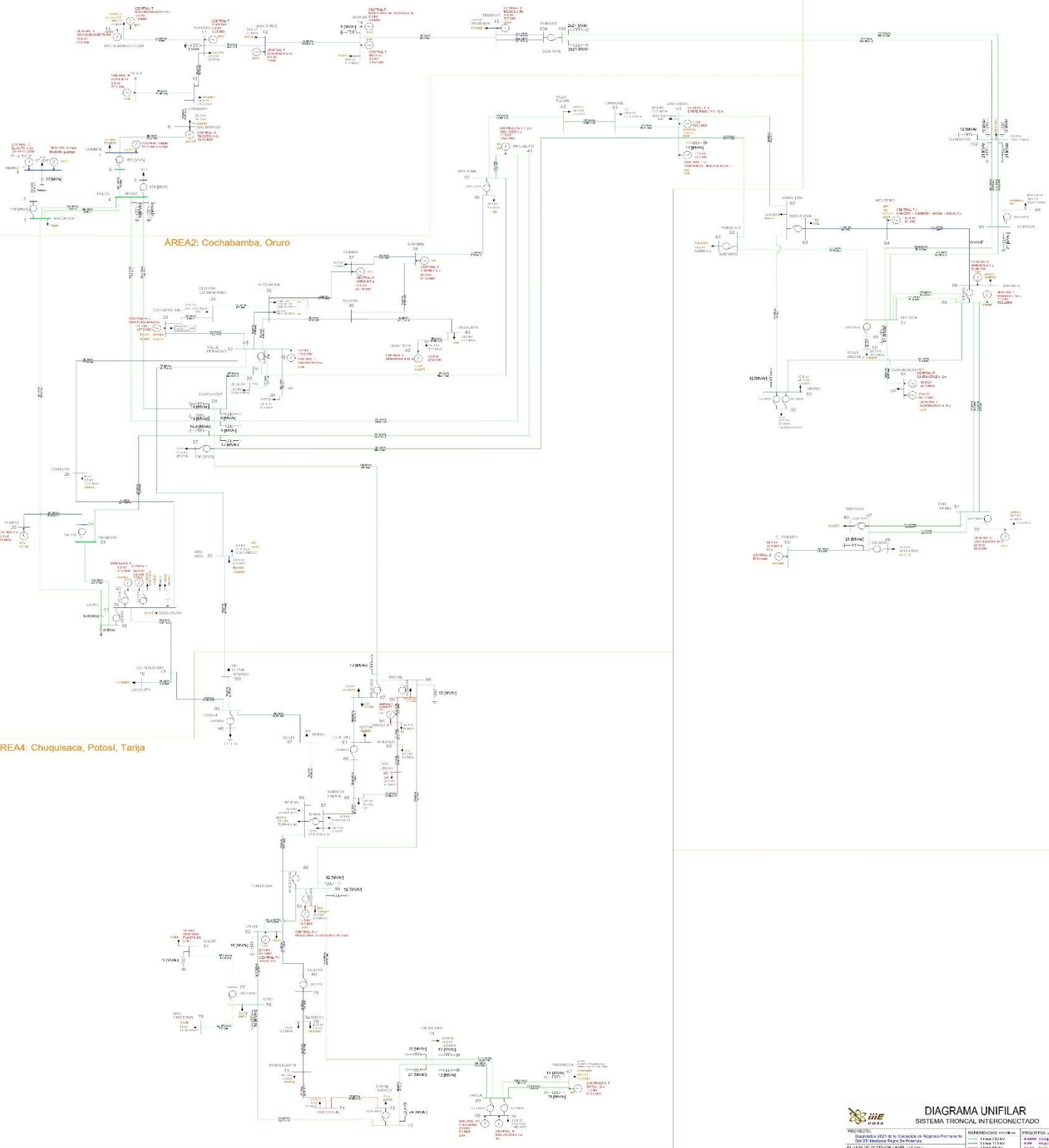


DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO

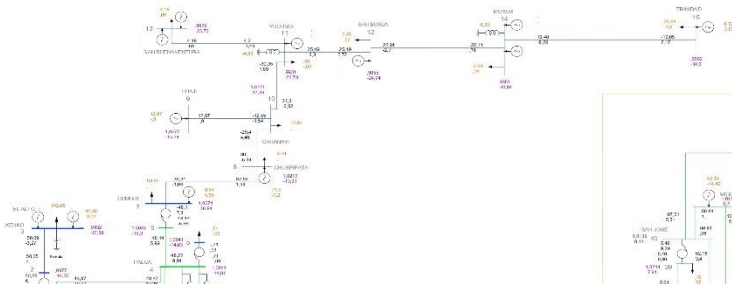
<p>PROYECTO: Diagrama UNIFILAR de Conexión de Red para el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en el Área de Potosí y Tarija.</p> <p>FECHA DE ENTREGA: 15/01/2010</p> <p>INGENIERO RESPONSABLE: Ing. Roberto C. Soto</p> <p>PROYECTISTA: Ing. Roberto C. Soto</p> <p>PROYECTO: Diagrama UNIFILAR de Conexión de Red para el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en el Área de Potosí y Tarija.</p>	<p>REFERENCIAS: - Ley N° 2025 - Ley N° 2712 - Ley N° 2713 - Ley N° 2714 - Ley N° 2715 - Ley N° 2716 - Ley N° 2717 - Ley N° 2718 - Ley N° 2719 - Ley N° 2720 - Ley N° 2721 - Ley N° 2722 - Ley N° 2723 - Ley N° 2724 - Ley N° 2725 - Ley N° 2726 - Ley N° 2727 - Ley N° 2728 - Ley N° 2729 - Ley N° 2730</p>	<p>ETIQUETAS: - Línea de Energía Eléctrica - Línea de Distribución - Línea de Transmisión - Línea de Alta Tensión - Línea de Media Tensión - Línea de Baja Tensión - Línea de Muy Baja Tensión - Línea de Energía Eléctrica - Línea de Distribución - Línea de Transmisión - Línea de Alta Tensión - Línea de Media Tensión - Línea de Baja Tensión - Línea de Muy Baja Tensión</p>
---	---	---

0.01: Línea de Energía Eléctrica
 0.02: Línea de Distribución
 0.03: Línea de Transmisión
 0.04: Línea de Alta Tensión
 0.05: Línea de Media Tensión
 0.06: Línea de Baja Tensión
 0.07: Línea de Muy Baja Tensión

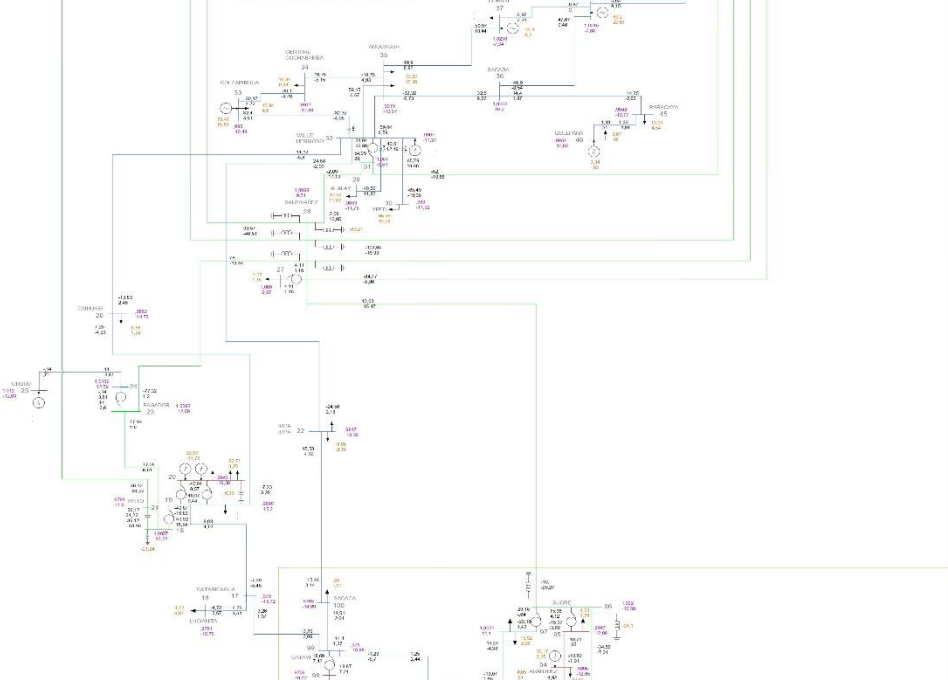
0.01: Línea de Energía Eléctrica
 0.02: Línea de Distribución
 0.03: Línea de Transmisión
 0.04: Línea de Alta Tensión
 0.05: Línea de Media Tensión
 0.06: Línea de Baja Tensión
 0.07: Línea de Muy Baja Tensión

ÁREA1: La Paz, Beni

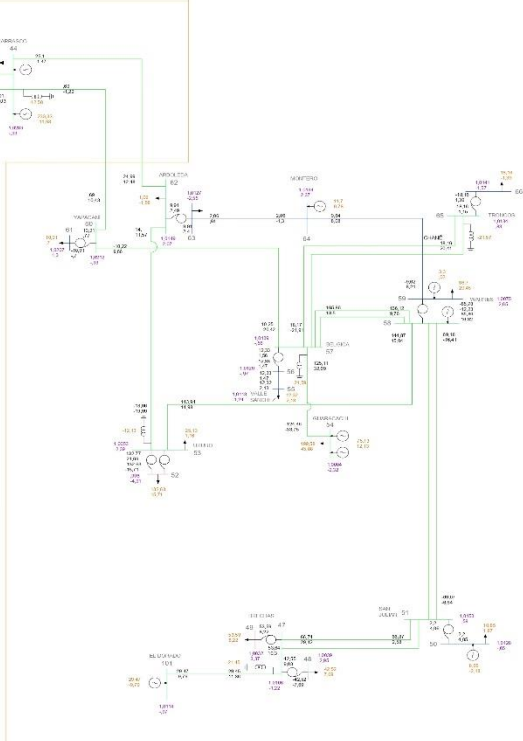
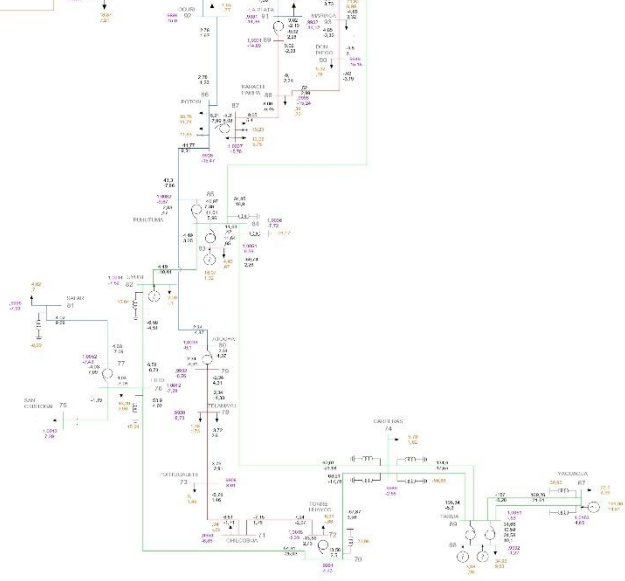
ÁREA3: Santa Cruz



ÁREA2: Cochabamba, Oruro



ÁREA4: Chuquisaca, Potosí, Tarija



Elaborado por:
 INGENIERO EN ELECTRICIDAD
 DISEÑO Y DESARROLLO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
 10/12/2021
 10/12/2021

DIAGRAMA UNIFILAR
SISTEMA TRONCAL INTERCONECTADO

PROYECTO: Expansión del sistema de distribución de energía eléctrica en el área de estudio.
 FECHA DE ELABORACIÓN: 10/12/2021
 FECHA DE REVISIÓN: 10/12/2021
 AUTORES: INGENIEROS EN ELECTRICIDAD

LEYENDA:
 Línea 230 kV
 Línea 138 kV
 Línea 69 kV
 Línea 34.5 kV
 Línea 15 kV
 Línea 7.5 kV
 Línea 4.16 kV
 Línea 2.3 kV
 Línea 1.5 kV

OTROS Símbolos:
 Transformador
 Interruptor
 Busbar
 Línea aérea
 Línea cableada
 Línea de fibra óptica
 Línea de comunicaciones
 Línea de distribución
 Línea de transmisión

Elaborado por: [Nombre]
 Revisado por: [Nombre]
 Fecha: 10/12/2021

JAVIER MAMANI MAMANI

Correo: krizjhaley@gmail.com

Cel: 77526301



MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO Y ECONOMÍA PLURAL



2024-TTES-59-D-1

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-191/2024
La Paz, 1 de Febrero del 2024

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha 25 de Enero del 2024, por JAVIER MAMANI MAMANI con C.I. N° 15994384 LP, con número de trámite DA 103/2024, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: "DIAGNÓSTICO 2021 DE LA OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL STI MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA", cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.

CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4° del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el "Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma descentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración".

Que, el Artículo 16° del Decreto Supremo N° 27938 establece "Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión". En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26° inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4° de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18° de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18° de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: "la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios".



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 595,
entre Cuz. Uruguary y
C. Batallón Mammán.
Telfs.: 2195700
2195770 - 2195751

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguary Calle
poligonales (Núñez),
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telfs.: 320752 - 72042956

Oficina - Cochabamba
Calle Bolivia, N° 737,
entre 16 de Julio y Arizana.
Telfs.: 4444497 - 72042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Cebo
1da. Piso 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telfs.: 2141001 - 72043009

Oficina - Chuquiaca
Calle Kilometro 7, N° 366
casi esq. Urroagañita,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 72005873

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calles Ciro Trigo y Alvaroa
Edif. Santa Clara, N° 343.
Telf.: 7201586

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre N° 5837
entre Ayacucho y Junín,
Galviera Central, Of. 14.
Telf.: 6220188

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alva y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 362,
Primer Piso, Of. 17.
Telf.: 7200160

www.senapi.gob.bo

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.

Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos ..."*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO

El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

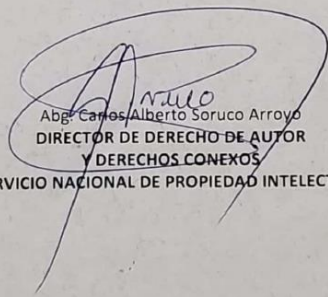
RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"DIAGNÓSTICO 2021 DE LA OPERACIÓN EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL STI MEDIANTE FLUJOS DE POTENCIA"**, a favor del autor y titular: **JAVIER MAMANI MAMANI** con C.I. Nº **15994384 LP**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



CASA/mxq
c.c.Arch



Abg. Carlos Alberto Soruco Arroyo
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, Nº 515,
entre Esp. Uruguay y
C. Balcón Wamani.
Telf.: 219900
219926 - 219931

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijarro,
Nº 29, Edif. Bicentenario.
Telf.: 317151 - 317152

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, Nº 731,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telf.: 414141 - 414142

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, Nº 2560
Edif. Multicentro El Cerbo
Edif. Piso 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telf.: 241001 - 241009

Oficina - Oruro
Calle Kilómetro 7, Nº 316
caso esq. Orurogorta,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 710087

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calle Oros Trigo y Avenida
Edif. Santa Clara, Nº 213.
Telf.: 710516

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre Nº 5837
entre Apacuco y Junín,
Galería Central, Of. 14.
Telf.: 610000

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Wenceslao Alba y San Alberto,
Edif. Alti. Salinas Nº 21,
Palmira Pico, Of. 11.
Telf.: 710010

www.senapi.gob.bo