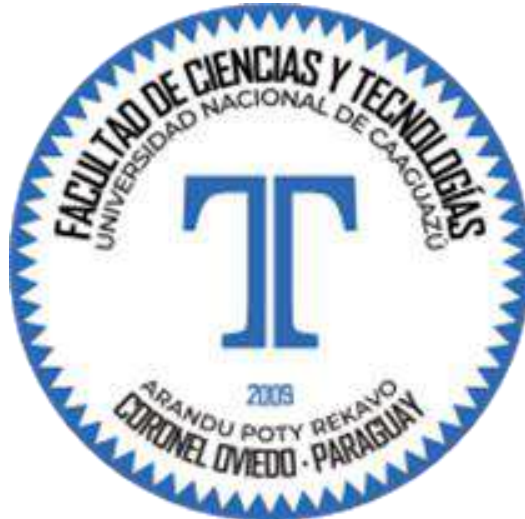


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**



**PROPUESTA DE MEJORA OPERATIVA
DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA 220/23 KV DE 41,67 MVA
DE LA ES-COV**

Jonhatan Alberto López Gauto

Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2023

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**PROPUESTA DE MEJORA OPERATIVA DE LOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/23 KV DE 41,67
MVA DE LA ES-COV**

Elaborado por

JONHATAN ALBERTO LÓPEZ GAUTO

Tutor

ING. NELSON GUSTAVO AGUIRRE ALCARAZ

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología
de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito
para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2023

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.:

Prof. Ing.:

Prof. Ing.:

Acta Nro.:_____

Fecha:_____

Calificación:_____

DEDICADO A:

A Dios, que ha estado siempre de guía en mi vida.

A mis padres, Juan López e Hilda Gauto, quienes son mi fuente de inspiración, de lucha y de motivación para seguir mejorando.

A todas las personas que me brindaron su apoyo en los momentos buenos y malos, ayudándome a mantenerme firme.

AGRADECIMIENTOS:

A mis compañeros, amigos y todas las personas que formaron parte de mi grupo de estudio en la carrera por su apoyo y amistad, y por ofrecer sus hogares para trabajar en tareas y exámenes. También agradezco a todos los maestros que me transmitieron sus conocimientos. A la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por estos maravillosos años de estudio, trabajo y sacrificio. A mi tutor, Ing. Nelson Aguirre y a los Ing. Peter Lindstrom e Ing. Osvaldo Martinez, por su dedicación, preocupación, apoyo y consejos durante la realización de este trabajo y durante el periodo de pasantía.

PROPUESTA DE MEJORA OPERATIVA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/23 KV DE 41,67 MVA DE LA ES-COV

JONHATAN ALBERTO LÓPEZ GAUTO

RESUMEN

Este proyecto de fin de grado consiste en proponer alternativas para mejorar la operación de los transformadores de potencia 220/23 KV de 41,67 MVA de la Estación Coronel Oviedo. El objetivo es mejorar las condiciones operativas de los transformadores mencionados y evitar daños permanentes en dichos equipos debido a sobrecargas y/o eventos de cortocircuito. Esto permitirá aumentar la confiabilidad y disponibilidad de potencia en las dos barras de 23KV de la subestación para mitigar los picos de demanda y ocurrencias de eventos de fallas.

Para lograr el objetivo buscado se realizaron simulaciones con el software ETAP para verificar el desempeño de la operación en paralelo y de manera independiente de los equipos involucrados. Los resultados mostraron una diferencia en la repartición de carga, pérdidas considerables por corrientes circulantes y desigualdad en el reparto de corriente entre ambos equipos en caso de fallas. Para resolver el problema, se evaluaron cinco alternativas, resultando la mejor propuesta consistente en el intercambio de transformadores de potencia entre la Estación de Coronel Oviedo y la Estación de San Estanislao en conjunto con el cambio de posición en barra de alimentadores dinámicos recomendados por el software CEC ES-COV. Con esta propuesta se logró aumentar hasta un 14,43% la disponibilidad de potencia en la condición de demanda límite, igualdad en el reparto de las cargas y corrientes de falla. Finalmente, se realizó un presupuesto para la mejor alternativa, resultando económicamente viable. Por lo tanto, podemos decir que la solución planteada es técnica y económicamente viable.

Palabras claves: Transformadores de potencia, Confiabilidad, Simulación de sistemas de potencia, corriente de cortocircuito.

PROPOSAL FOR OPERATIONAL IMPROVEMENT OF THE 220/23 KV POWER TRANSFORMERS OF 41.67 MVA OF THE ES-COV

JONHATAN ALBERTO LÓPEZ GAUTO

ABSTRACT

This final degree project consists of proposing alternatives to improve the operation of the 220/23 KV power transformers of 41.67 MVA of Coronel Oviedo Station. The objective is to improve the operating conditions of the aforementioned transformers and avoid permanent damage to such equipment due to overloads and/or short-circuit events. This will increase the reliability and availability of power in the two 23KV busbars of the substation to mitigate demand peaks and occurrences of fault events.

In order to achieve the desired objective, simulations were performed with ETAP software to verify the performance of parallel operation and independently of the equipment involved. The results showed a difference in load sharing, considerable losses due to circulating currents and unequal current sharing between the two units in case of faults. To solve the problem, five alternatives were evaluated, resulting in the best proposal consisting in the exchange of power transformers between Coronel Oviedo Station and San Estanislao Station together with the change of position of dynamic feeders recommended by the CEC ES-COV software. With this proposal it was possible to increase up to 14.43% the power availability in the limit demand condition, equal load distribution and fault currents. Finally, a budget was made for the best alternative, resulting economically viable. Therefore, we can say that the proposed solution is technically and economically feasible.

Key Words: Power transformers, Reliability, Power system simulation, Short-circuit current.

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN	i
DEDICADO A:	1
AGRADECIMIENTOS:	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT.....	v
CONTENIDO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS	xxiii
INTRODUCCIÓN.....	1
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	2
CAPÍTULO 1: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	2
GENERALIDADES.....	2
CLASIFICACIÓN	2
LOCALIZACIÓN	3
TIPOS DE SUBESTACIONES.....	4
NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA	4
ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN	6
REPRESENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN	7
CAPÍTULO 2: DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS.....	8
GENERALIDADES.....	8
TIPOS DE BARRAS	8
MATERIAL.....	9
CONFIGURACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LA CONEXIÓN DE BARRAS EN SUBESTACIONES.....	9
ACCESORIOS EN LAS BARRAS.....	13

CONSIDERACIONES DE LAS CARGAS EN EL DISEÑO DE BARRAS	13
FACTORES A CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE BARRAS	14
CAPÍTULO 3: TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	17
GENERALIDADES.....	17
PRINCIPALES ASPECTOS CONSTRUCTIVOS.....	18
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRANSFORMADOR.....	29
CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR.....	37
ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR.....	37
CAIDA DE TENSIÓN EN UN TRANSFORMADOR.....	40
PÉRDIDA Y RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	41
CAPÍTULO 4: ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	47
RAZONES PARA LA OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	47
CONEXIÓN DEL DEVANADO DEL TRANSFORMADOR	47
ÍNDICE HORARIO.....	48
SECUENCIA DE FASES	49
REQUISITOS PARA EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	49
REPARTICIÓN DE CARGA	52
FORMACIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE.....	57
TRANSFORMADOR LTC.....	58
CONTROL DE TENSIÓN EN TRANSFORMADOR LTC.....	62
EQUIPOS USADOS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	64
MÉTODOS DE COMPENSACIÓN PARA EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	65

NORMATIVA SOBRE PÉRDIDAS EN EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	75
ANTECEDENTES.....	76
DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	77
CAPÍTULO 5: RESUMEN EJECUTIVO	78
DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	78
MÉTODOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS	78
JUSTIFICACIÓN	81
FINALIDAD DEL PROYECTO.....	81
METAS.....	81
OBJETIVOS	81
BENEFICIARIOS	82
PRODUCTO.....	82
LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL.....	82
ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS.....	83
RECURSOS NECESARIOS	84
FACTIBILIDAD TÉCNICA.....	85
FACTIBILIDAD ECONÓMICA	85
CAPÍTULO 6: INGENIERÍA DE DISEÑO.....	88
RECOLECCIÓN DE DATOS	88
CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE.....	93
CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES	97
ELABORACIÓN DEL PLAN DE OPERACIONES DE CAMBIO DINÁMICO DE BARRA EN DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS.....	101
SIMULACIÓN DE LA CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE DE TRANSFORMADORES EN ETAP-19.....	104

SIMULACIÓN DE LA CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES EN ETAP-19	107
CAMBIO DE TRANSFORMADOR	113
COMPRA DE UN TRANSFORMADOR CON SIMILARES CARACTERÍSTICAS	121
EVALUACIÓN TÉCNICA.....	122
COMPARACIÓN DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	123
RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	126
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES.....	128
APÉNDICE.....	129
APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO.....	129
APÉNDICE A.1: FACTIBILIDAD ECONÓMICA.....	129
APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO	139
APÉNDICE B.1: RECOLECCIÓN DE DATOS	139
APÉNDICE B.2: CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE	143
APÉNDICE B.3: CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES ENTRE TRANSFORMADORES EXISTENTES.....	154
APÉNDICE B.4: CONDICIÓN DE PARALELISMO CON TRANSFORMADORES INTERCAMBIADOS ENTRE LA ES-COV Y SUBESTACIONES ALEDAÑAS	175
APÉNDICE B.5: SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE DISTRIBUTEVALUESGREEDY3.....	216
APÉNDICE B.6: SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ETAP	217
REFERENCIAS.....	223

LISTA DE FIGURAS

Figure 1: Símbolos de Elementos Generales de Sistemas de Potencia, Norma ANSI e IEC.	5
Figure 2: Simbología de los elementos constitutivos de una Subestación.....	5
Figure 3: Simbología de los elementos constitutivos de una Subestación.....	6
Figure 4: Ilustración de elementos principales de una subestación de interior.	6
Figure 5: Disposición de barra simple.	9
Figure 6: Disposición de barra principal y de transferencia.....	10
Figure 7: Disposición de barra en anillo.	10
Figure 8: Disposición de barra doble.	11
Figure 9: Disposición de barra triple.	11
Figure 10: Disposición interruptor y medio.	12
Figure 11: Disposición de doble barra y doble interruptor.	12
Figure 12: Transformador.....	18
Figure 13: Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos.....	19
Figure 14: Circuito magnético y devanados de un transformador trifásico.	20
Figure 15: Uniones de chapas de transformadores.	20
Figure 16: Núcleos de transformador tipo cruciforme.....	21
Figure 17: Devanados concéntricos y alternados.	21
Figure 18: Aspectos constructivos de un transformador.....	23
Figure 19: Relé Buchholz y esquema eléctrico de protección.....	25
Figure 20: Alzado, perfil y planta de un transformador.	26
Figure 21: Símbolos empleados para designar un transformador.	26
Figure 22: Devanado de un transformador.....	28
Figure 23: Bobina de reactancia primaria del transformador.....	30
Figure 24: Bobina de reactancia primaria y secundaria del transformador.....	30
Figure 25: característica H-B del material ferromagnético sin pérdidas.	31
Figure 26: característica H-B del material ferromagnético con pérdidas.	32
Figure 27: Plano de Gauss.....	33
Figure 28: Esquema del transformador en cortocircuito.....	35

Figure 29: Onda de corriente de cortocircuito.	36
Figure 30: Circuito equivalente de un transformador real reducido al primario.	37
Figure 31: Esquema eléctrico del ensayo de vacío.	38
Figure 32: Circuito equivalente en vacío y diagrama fasorial correspondiente.	39
Figure 33: Circuito eléctrico del ensayo de cortocircuito.	39
Figure 34: Circuito equivalente de cortocircuito y esquema fasorial de tensiones.	40
Figure 35: Diagrama fasorial de tensión de un transformador.	41
Figure 36: Bucle de histéresis.	42
Figure 37: Corrientes de Foucault en las masas y chapas de hierro.	43
Figure 38: Análisis armónico de la curva H-B.	45
Figure 39: Conexión estrella.	47
Figure 40: Conexión triángulo.	48
Figure 41: Conexión Zig-Zag.	48
Figure 42: Ejemplo de conexión Dy11.	51
Figure 43: Tabla de índices horarios más comunes.	51
Figure 44: Conexión paralelo de transformadores trifásicos con distintos índices horarios.	52
Figure 45: Circuito equivalente referido al secundario.	53
Figure 46: Diagrama fasorial ángulos de impedancias iguales.	53
Figure 47: Diagrama fasorial distinto ángulo de impedancias.	54
Figure 48: Impedancias iguales en magnitud.	54
Figure 49: Modelo con distinta relación de transformación.	56
Figure 50: Diagrama fasorial cuando las relaciones de transformación son diferentes.	56
Figure 51: Circuito equivalente de conexión en paralelo de x transformadores, donde se puede ver la formación de corrientes circulantes.	57
Figure 52: Corriente circulante en transformadores en paralelo.	58
Figure 53: TAP's en lado primario de transformador monofásico.	59
Figure 54: Proceso de conmutación de cambiador de TAP.	60
Figure 55: Arreglos de cambiadores de TAP bajo carga.	61
Figure 56: Line Drop Compensation.	63

Figure 57: Controlador de LTC para 2 transformadores en paralelo.....	63
Figure 58: Ejemplo de un controlador utilizado en métodos de conexión paralelo.	65
Figure 59: Ejemplo de controlador y balanceador en método de corriente circulante..	68
Figure 60: Formación de corriente circulante.....	69
Figure 61: Secundarios de TC's en serie.....	71
Figure 62: Circuito completo, incluyendo ajuste LDC.....	71
Figure 63: Método del factor de potencia.....	73
Figure 64: Imágenes de Google Maps de la ES-COV.....	83
Figure 65: Diagrama unifilar de la ES-COV.....	88
Figure 66: Diagrama unifilar en 23KV de la ES-COV.....	88
Figure 67: Análisis de alimentadores de la ES-COV en el software "DistributeValuesGreedy3".....	97
Figure 68: Proyección lineal de la carga de la ES-COV en la condición de paralelismo.	100
Figure 69: Factor de utilización de la carga total de la ES-COV y los transformadores en la condición de paralelismo.....	100
Figure 70: Distribución de los alimentadores en verano de la ES-COV según la planilla CEC ES-COV.....	101
Figure 71: Distribución de los alimentadores en invierno de la ES-COV según la planilla CEC ES-COV.....	102
Figure 72: Flujo de carga del TR-2 de la ES-COV en la condición de barra independiente en invierno.....	104
Figure 73: Flujo de carga del TR-3 de la ES-COV en la condición de barra independiente en invierno.....	104
Figure 74: Flujo de carga de la ES-COV en la condición de barra independiente en ETAP.	105
Figure 75: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de barra independiente de ETAP.....	106
Figure 76: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de barra independiente de ETAP.....	107

Figure 77: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.	112
Figure 78: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.	116
Figure 79: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.	119
Figure 80: Diagrama de la ES-COV.	217
Figure 81: Pestaña Rating del software ETAP.	218
Figure 82: Pestaña Impedance del software ETAP.	218
Figure 83: Pestaña Tap del software ETAP.	219
Figure 84: TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.	219
Figure 85: TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.	219
Figure 86: TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.	219
Figure 87: TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.	220
Figure 88: TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.	220
Figure 89: TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.	220
Figure 90: TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.	220
Figure 91: TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.	220
Figure 92: TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.	221
Figure 93: TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.	221
Figure 94: TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.	221
Figure 95: TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.	221
Figure 96: TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.	221
Figure 97: TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.	221
Figure 98: TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	221
Figure 99: TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	222
Figure 100: TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	222

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Emisividad térmica.....	16
Tabla 2: Serie galvánica de los metales.....	17
Tabla 3: Características de aceites de transformador.....	24
Tabla 4: Símbolos para señalar la naturaleza del refrigerante y su modo de circulación.	24
Tabla 5: Características técnicas de transformadores trifásicos.....	27
Tabla 6: Comparativa entre eventos de cortocircuito.	35
Tabla 7: Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.	74
Tabla 8: Porcentajes admisibles de pérdidas e impedancia relativa de cortocircuito. ...	75
Tabla 14: Flujo de caja.....	86
Tabla 15: Tasa Interna de Retorno.....	86
Tabla 16: Valor Presente Neto.....	86
Tabla 17: Periodo de Recuperación de la Inversión.	87
Tabla 18: Análisis de Sensibilidad del TIR, VPN y el PRI.	87
Tabla 19: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y TR-3.	89
Tabla 20: Característica de la protección en 23KV del TR-2 y TR-3.	89
Tabla 21: Característica de la protección de los alimentadores.	89
Tabla 22: Distribución de carga del TR-2 y TR-3.	90
Tabla 23: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2019.....	91
Tabla 24: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2020.....	91
Tabla 25: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2021.....	92
Tabla 26: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2022.....	92
Tabla 27: Ampacidad de los alimentadores de la ES-COV.	93
Tabla 28: Alimentadores de la ES-COV por encima del límite por planificación de la ANDE hasta el 2021.....	93
Tabla 29: Alimentadores de la ES-COV por encima del límite por planificación de la ANDE en 2022.....	93
Tabla 30: Distribución de carga en la condición de barra independiente de la ES-COV.	94

Tabla 31: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y TR-3.	98
Tabla 32: Repartición de carga en la condición de paralelismo entre el TR-2 y TR-3 en la ES-COV de los años anteriores.	99
Tabla 33: Repartición de alimentadores en verano para la condición de barra independiente en la ES-COV.	102
Tabla 34: Repartición de alimentadores en invierno para la condición de barra independiente en la ES-COV.	102
Tabla 35: Comparación entre las cargas en verano e invierno de los alimentadores dinámicos en la condición de barra independiente de la ES-COV.	103
Tabla 36: Conclusión de la posición de los alimentadores dinámicos en la condición de barra independiente de la ES-COV en las dos estaciones.	103
Tabla 37: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 en tap 9 y TR-3 en tap 9 para la condición de barra independiente.	106
Tabla 38: Zcc del TR-2 para distintos Tap's.	108
Tabla 39: Característica de transformadores de potencia existente en las estaciones aledañas.	109
Tabla 40: Zcc del TR-3 para distintos Tap's.	109
Tabla 41: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.	110
Tabla 42: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 72,26 MVA.	111
Tabla 43: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y el nuevo TR-3.	113
Tabla 44: Zcc del TR-2 para distintos Tap's.	113
Tabla 45: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.	115
Tabla 46: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 82,37 MVA.	116
Tabla 47: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y el nuevo TR-3.	117
Tabla 48: Zcc del TR-2 para distintos Tap's.	117

Tabla 49: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.	120
Tabla 50: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 82,69 MVA.	120
Tabla 51: Comparación de los criterios principales en la operación en paralelo de los transformadores de la ES-COV.	121
Tabla 52: Costo de un transformador de potencia de 220/23 KV de 41,67 MVA.	122
Tabla 53: Evaluación técnica de las alternativas.	123
Tabla 54: Presupuesto del cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-CYO..	124
Tabla 55: Presupuesto del cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-SES...	125
Tabla 56: Costo operativo de mudanza de posición en barra de alimentadores dinámicos según SMMT.DT MET-2.	129
Tabla 57: Costo operativo del desmontaje de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.	131
Tabla 58: Costo operativo de montaje de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.	133
Tabla 59: Costo operativo de transporte de un transformador de potencia desde la ES-COV a la ES-CYO.....	133
Tabla 60: Costo operativo de transporte de un transformador de potencia desde la ES-COV a la ES-SES.....	134
Tabla 61: Costo operativo del tratamiento de aceite refrigerante de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.....	135
Tabla 62: Costo operativo de calibración y puesta en servicio de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.....	136
Tabla 63: Costo de puesta en servicio de una subestación móvil.	136
Tabla 10: Pérdidas por interrupción de potencia discriminados de manera independiente por cada alimentador en verano.	137
Tabla 11: Ganancia de energía en la condición de potencia límite anual.	138
Tabla 12: Presupuesto de ejecución de la solución temporal en invierno.....	138
Tabla 13: Presupuesto de ejecución de la solución temporal en verano.....	139

Tabla 64: Datos de placa del TR-2 de la ES-COV.....	140
Tabla 65: Datos de placa del TR-3 de la ES-COV.....	141
Tabla 66: Datos de placa del nuevo TR-3 para la ES-COV.....	142
Tabla 67: Datos de placa del nuevo TR-3 para la ES-COV.....	143
Tabla 68: Plan piloto de distribución de carga con nuevos alimentadores adoptada por los operadores de la ES-COV con datos del 2022.....	144
Tabla 69: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable...155	
Tabla 70: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable...155	
Tabla 71: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable...156	
Tabla 72: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable...156	
Tabla 73: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable...157	
Tabla 74: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable...157	
Tabla 75: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable...158	
Tabla 76: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable...158	
Tabla 77: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable...159	
Tabla 78: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable...159	
Tabla 79: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable...160	
Tabla 80: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable...160	
Tabla 81: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable...161	
Tabla 82: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable...161	
Tabla 83: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable...162	
Tabla 84: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable...162	
Tabla 85: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable...163	
Tabla 86: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable...164	
Tabla 87: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable...164	
Tabla 88: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable...165	
Tabla 89: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable...165	
Tabla 90: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable...166	
Tabla 91: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable...166	
Tabla 92: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable...167	

Tabla 93: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable...	167
Tabla 94: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable...	168
Tabla 95: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable...	168
Tabla 96: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable...	169
Tabla 97: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable...	169
Tabla 98: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable...	170
Tabla 99: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable...	170
Tabla 100: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	171
Tabla 101: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	171
Tabla 102: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	172
Tabla 103: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.	174
Tabla 104: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 72.26 MVA.	175
Tabla 105: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable...	175
Tabla 106: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable...	176
Tabla 107: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable...	176
Tabla 108: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable...	177
Tabla 109: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable...	177
Tabla 110: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable...	178
Tabla 111: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable...	178
Tabla 112: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable...	179
Tabla 113: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable...	179
Tabla 114: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.	180
Tabla 115: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.	180

Tabla 116: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.	181
Tabla 117: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.	181
Tabla 118: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.	182
Tabla 119: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	182
Tabla 120: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	183
Tabla 121: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	183
Tabla 122: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.	184
Tabla 123: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.	185
Tabla 124: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.	185
Tabla 125: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.	186
Tabla 126: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.	186
Tabla 127: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.	187
Tabla 128: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.	187
Tabla 129: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.	188
Tabla 130: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.	188
Tabla 131: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.	189
Tabla 132: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.	189
Tabla 133: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.	190
Tabla 134: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.	190

Tabla 135: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.	191
Tabla 136: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	191
Tabla 137: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	192
Tabla 138: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	192
Tabla 139: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.	195
Tabla 140: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 82.39 MVA.	195
Tabla 141: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.	196
Tabla 142: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.	197
Tabla 143: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.	197
Tabla 144: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.	198
Tabla 145: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.	198
Tabla 146: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.	199
Tabla 147: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.	199
Tabla 148: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.	200
Tabla 149: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.	200
Tabla 150: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.	201
Tabla 151: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.	201
Tabla 152: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.	202
Tabla 153: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.	202

Tabla 154: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.	203
Tabla 155: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	203
Tabla 156: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	204
Tabla 157: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	204
Tabla 158: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.	205
Tabla 159: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.	205
Tabla 160: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.	206
Tabla 161: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.	206
Tabla 162: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.	207
Tabla 163: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.	207
Tabla 164: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.	208
Tabla 165: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.	208
Tabla 166: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.	209
Tabla 167: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.	209
Tabla 168: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.	210
Tabla 169: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.	210
Tabla 170: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.	211
Tabla 171: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.	211
Tabla 172: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.	212

Tabla 173: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.	212
Tabla 174: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.	213
Tabla 175: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.	216
Tabla 176: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 82.69 MVA.	216

LISTA DE ABREVIATURAS

V: Voltios

kV: Kilovoltios

A: Amperios o Amper

kA: Kiloamperios o kiloamper

W: Watt

kW: Kilowatts

Mw: Megawatts

VA: Voltamper

Mva: Megavoltamper

Km: Kilometro

AT: Alta tensión

MT: Media tensión

BT: Baja tensión

Fdp: Factor de potencia

LTC: Cambiador de Tap automático

LDC: Line Drop compensation

COV-[N°]: Alimentador N° de la Estación de Coronel Oviedo

ES – SES: Estación San Estanislao

ES – COV: Estación Coronel Oviedo

ES – CYO: Estación Carayao

ANDE: Administración Nacional de Electricidad

TR-1: Transformador de Potencia 1

TR-2 Transformador de Potencia 2

TR-3 Transformador de Potencia 3

TAP: Load Tap Changer (Conmutador Bajo Carga)

CEI: Comisión Electrotécnica Internacional

CEC: Control de equilibrio de carga

INTRODUCCIÓN

En una Estación Eléctrica el transformador de potencia es uno de los componentes más importantes ya que son esenciales para el suministro de energía eléctrica a los usuarios. La Administración Nacional De Electricidad (ANDE) cuenta con una Estación Eléctrica en la ciudad de Coronel Oviedo (ES-COV) ubicado a unos 500 metros de la rotonda de la ciudad en el barrio Boquerón. La misma cuenta con dos transformadores de potencia 220/23 KV de 41,67 MVA (TR-2 y TR-3) que alimentan barras de forma independiente, lo que provoca una desproporción en la repartición de carga. Esto implica que uno de los transformadores pueda sobrecargarse ante una variación anormal de la carga o un evento de cortocircuito, lo que podría causar una falla permanente en el equipo. Para evitar estos riesgos, se suele operar en paralelo de manera temporal con alivio de carga, pero esta solución no es óptima debido a la diferencia considerable en la impedancia de cortocircuito entre los transformadores, que genera pérdidas por corrientes circulantes y desproporción en la repartición de la carga y de corrientes de fallas.

Este trabajo tiene como objetivo proponer alternativas para mejorar la operación de los transformadores de potencia 220/23 KV de 41,67 MVA (TR-2 y TR-3) de la ES-COV.

El proyecto final de grado se estructura en diferentes capítulos; el Capítulo 1 introduce las subestaciones eléctricas y sus antecedentes, el Capítulo 2 explica el principio básico del diseño de barras colectoras y sus parámetros, partes, tipos y disposiciones, el Capítulo 3 describe el funcionamiento, las partes, las conexiones, los sistemas de protección, los ensayos y las pérdidas de los transformadores de potencia, el Capítulo 4 profundiza sobre el paralelismo de transformadores de potencia y los métodos de control y compensación para reducir las pérdidas, el Capítulo 5 presenta el resumen ejecutivo del proyecto final de grado y el Capítulo 6 desarrolla la ingeniería de diseño.

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1: SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

GENERALIDADES

Una subestación es una instalación física constituida por dispositivos de maniobra, control y protección de máquinas eléctricas que tienen la función de modificar los parámetros de un sistema eléctrico de potencia; así también, proveer un medio de interconexión entre las mismas. [1] Sus funciones principales son: transformar tensión, corriente y derivar a circuitos de potencia. [2] [3]

CLASIFICACIÓN

Subestaciones elevadoras: Es una subestación que tiene la función de aumentar el nivel de tensión de las fuentes de alimentación a través de transformadores elevadores (aumenta la tensión y disminuye la corriente para disminuir las pérdidas) para su posterior transmisión. [1] Este tipo de subestaciones se usa normalmente cerca de las plantas generadoras. [4] [3]

Subestaciones reductoras: Una subestación es reductora cuando disminuye el nivel de potencia de las fuentes de alimentación. En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión (500kV y 220kV) se reducen a niveles de voltaje de subtransmisión (66kV) y distribución (23kV), es decir, se reduce la tensión y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia. [1] Las subestaciones reductoras se conectan a líneas de transmisión, subtransmisión o distribución para transmitir la energía eléctrica a distancias medias o cortas para su comercialización. Este tipo constituye el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico. [4]

Subestaciones de enlace: Por la necesidad de tener mayor flexibilidad de operación, asegurar la continuidad del servicio y consecuentemente la confiabilidad es conveniente la construcción de las subestaciones de enlace. Son ubicados en puntos estratégicos según la necesidad técnica. [5] [6] [3]

Subestaciones radiales: La mayoría de las subestaciones son de este tipo, tiene un solo punto de alimentación y no tiene interconexión con otras. [1] [6] [3] [7]

Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito (switcheo): Su característica principal es la ausencia de transformadores de potencia y son utilizados cuando la necesidad sea sólo la conexión y/o desconexión de un sector del sistema eléctrico. [4] [3] [6]

LOCALIZACIÓN

Un estudio de planificación es el punto de partida para determinar la ubicación de una subestación. A partir de este estudio, se puede ubicar con precisión el centro de carga de la región que necesita ser alimentada. [2]

En un plano de una ciudad, se dibuja una cuadrícula a escala, donde cada cuadro mide 0,5x0,5 km. Luego, se calcula estadísticamente la capacidad instalada, sumando en kVA la potencia de todos los transformadores de distribución en el área. Este proceso se repite año tras año para calcular la velocidad de crecimiento de la demanda eléctrica para los próximos cinco y diez años. [2]

Conociendo la capacidad de la subestación y previendo ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para su instalación. Luego, se busca un terreno con un área igual o mayor a la requerida y lo más cerca posible del centro de carga del área. Antes de comprar el terreno, se realiza un estudio para asegurarse de que no haya dificultades en la llegada de los circuitos de alimentación de la subestación. Las alimentaciones pueden realizarse mediante líneas de transmisión o, si no hay espacio disponible para su tendido, mediante cables subterráneos de alta tensión. [2]

Localizado el terreno, se hace levantamiento de datos climatológicos de la región:

- Temperatura.
- Velocidad del viento.
- Altura sobre el nivel del mar.
- Nivel isoceráunico.
- Nivel sísmico.
- Nivel pluviométrico.
- Grado de contaminación. [2]

TIPOS DE SUBESTACIONES

Subestaciones de intemperie: Se construyen en terrenos expuestos al ambiente y requiere de un diseño, aparatos y máquinas capaces de funcionar en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, altas temperaturas y condiciones climatológicas adversas). Por lo general se adopta este sistema para las subestaciones de alta y extra alta tensión. [6] [1] [5] [3]

Subestaciones de interior o abrigadas: En este tipo de instalaciones las máquinas y aparatos de protección están diseñados para operar en interiores, esta práctica era muy utilizada en Europa, actualmente ya se están dejando de usar. [3] [7] [1]

Subestaciones blindadas o encapsuladas: En estas subestaciones, el equipo está completamente protegido del medio ambiente y ocupa un tercio del espacio de una subestación convencional. Todas las partes vivas y los equipos que soportan la tensión están contenidos en envolventes metálicos modulares, que se conectan fácilmente entre sí. Estos módulos están en una atmósfera de gas seco y a presión, generalmente hexafluoruro de azufre (SF₆), que reduce las distancias de aislamiento en comparación con el aire. [1] [7] [3] [5]

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

Simbología: Es la representación gráfica de objetos o equipos eléctricos. Para la representación, se utilizan disposiciones específicas, como las indicadas en las Figuras 2 y 3, que muestran los planos y el equipo eléctrico. [1] [4]

Nomenclatura: Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar los equipos y protecciones de una instalación determinada, se realiza de la siguiente manera:

52-95: Interruptor de acoplamiento de una tensión de 220 kV.

52-85: Interruptor de acoplamiento de 66 kV.

89-15: Seccionador cualquiera número 15 de una subestación.

89-13+T2: Seccionador de línea número 13, tiene acoplado un interruptor de tierra.

TP's: Transformadores de potencial.

TC's: Transformadores de corriente.

TPC's: Transformador de potencial capacitivo.

Do's: Descargadores.

Ro's: Reactores.
TR's: Transformadores de potencia. [2]

	<i>Norma IEC</i>	<i>Norma ANSI</i>
Transformador de dos devanados		
Transformador de tres devanados		
Reactor		
Impedancia		
Sistema exterior		
Generador		
Motor de inducción		
Motor de sincrónico		
Carga		
Fusible		
Interruptor de potencia		

Figure 1: Símbolos de Elementos Generales de Sistemas de Potencia, Norma ANSI e IEC.

SIGNIFICADO	SÍMBOLO	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
Banco de capacitores			Capacitor conmutado por tiristores (TSC Thyristor Switched Capacitor)
Reactor de potencia			CEV Compensador Estático de Vars (SVC Static VAR Compensator)
Filtro de armónicas (5ª ó 7ª)			Barra colectora
Válvula de tiristores			Punto de conexión
Reactor controlado por tiristores (TCR Thyristor Controlled Reactor)			Salida de línea de transmisión
			Entrada de alimentador
			Salida de alimentador
			Futuro o existente (en caso de ampliación)

Figure 2: Simbología de los elementos constitutivos de una Subestación.

SIGNIFICADO	SÍMBOLO	SÍMBOLO	SIGNIFICADO
Interruptor de potencia			Cuchilla desconectadora de operación manual con cuchilla de conexión a tierra
Cuchilla desconectadora (de operación manual)			Cuchilla desconectadora de operación con motor
Cuchilla desconectadora de operación manual con cuchilla de conexión a tierra			Transformador de potencia (dos devanados)
Transformador de potencia con devanado terciario (tres devanados)			Transformador de potencial inductivo - TP
Autotransformador de potencia			Transformador de potencial capacitivo [Dispositivo de potencial] - DP
Autotransformador de potencia con devanado terciario			Apartarrazos de óxido de zinc
Transformador de corriente tipo devanado - TC			Apartarrazos auto vakular
Transformador de corriente tipo boquilla - TC			Trampa de onda

Figure 3: Simbología de los elementos constitutivos de una Subestación.

ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN

Siempre es conveniente tener una idea de cuáles son los elementos principales de una subestación, en especial para aquellos que se inician ya que se puede incurrir en errores de apreciación o de selección.

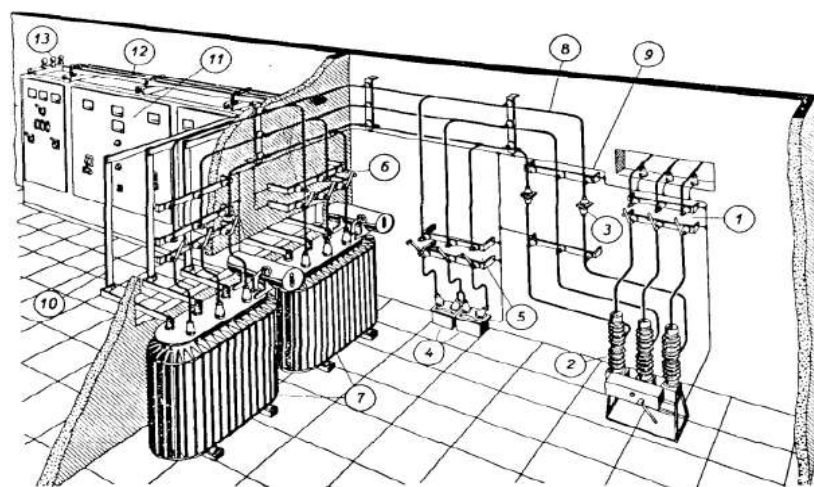


Figure 4: Ilustración de elementos principales de una subestación de interior.

- 1- Cuchillas desconectadoras.
- 2- Interruptor.
- 3- TC.
- 4- TP.
- 5- Cuchillas desconectadoras para sistemas medición.
- 6- Cuchillas desconectadoras de los transformadores de potencia.
- 7- Transformadores de potencia.
- 8- Barras de conexión.
- 9- Aisladores soporte.
- 10- Conexión a tierra.
- 11- Tablero de control y medición.
- 12- Barras del tablero.
- 13- Sujeción del tablero. [1]

REPRESENTACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN

Diagrama unifilar: La representación simbólica en un solo hilo de todo el equipo mayor que forma parte de una instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos, se conoce como diagrama unifilar. Este diagrama muestra de manera simplificada y clara la conexión y secuencia de operación de los diferentes equipos y circuitos en una instalación eléctrica. [2]

Diagrama trifilar: Con las mismas características que la unifilar en cuanto a los equipos y las máquinas de la subestación, pero en esta se representa a tres hilos los elementos del sistema. [2]

Diagrama de impedancias: Permite el cálculo de las variables eléctricas, como la tensión, corriente, potencia e impedancia, en unidades reales (voltios, amperes, volt-amperes, ohmios, respectivamente). Esto permite obtener valores precisos y confiables para el análisis y diseño de circuitos eléctricos extraídos de la representación. [1]

CAPÍTULO 2: DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

GENERALIDADES

Las barras colectoras son un conjunto de conductores eléctricos que sirven como conexión común para los diferentes circuitos en una subestación. [8] [2]

Una subestación puede tener uno o más conjuntos de barras que conectan diferentes circuitos en uno o más niveles de voltaje, según el diseño de la subestación. [2] Hay varios arreglos de barras disponibles para las subestaciones, que son utilizados por las empresas eléctricas para garantizar una operación confiable y segura del sistema. [8]

TIPOS DE BARRAS

Cable: Un conductor de barra comúnmente utilizado que está compuesto por un grupo de alambres trenzados en forma de helicoide. También se han utilizado conductores de un solo alambre en subestaciones de menor capacidad. [2]

Las principales ventajas del uso de cable son:

- a) Es el más económico.
- b) Se pueden obtener espacios más amplios.

Sus desventajas son:

- a) Hay mayores pérdidas por efecto corona.
- b) Pérdidas por efecto superficial.

El cobre y el aluminio reforzado con el acero (ACSR) son los materiales más utilizados para los cables. El ACSR tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso. Para reducir las pérdidas por efecto corona y dependiendo de la capacidad de energía, se utilizan conjuntos de varios cables unidos por separadores especiales. [8]

Tubo: Las barras colectoras tubulares se utilizan principalmente para transportar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil, como las que se encuentran en áreas urbanas. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación y requiere estructuras más ligeras. [8]

Las principales ventajas del uso de tubos son:

- a) Igual resistencia a la deformación en toda la superficie.

- b) Reduce el número de apoyo en toda su extensión.
- c) Facilita la unión.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona y efecto superficial.
- e) Alta capacidades de conducción de corriente.

Las desventajas son:

- a) Alto costo en comparación con otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión.

Soleras: Barra utilizada para transportar grandes cantidades de corrientes, son más utilizadas en subestaciones del tipo interior. Se caracterizan por posición vertical. Son utilizadas tanto en corriente alterna como directa.

MATERIAL

Un material conductor que puede transportar altas corrientes cuando se aplica una diferencia de potencial a sus extremos. Los metales tienen la mayor conductividad y los más empleados son el cobre, el aluminio, las aleaciones de cobre, el hierro y el acero. La selección de un material conductor se basa en varios aspectos económicos y técnicos. [2]

CONFIGURACIONES Y CARACTERÍSTICAS DE LA CONEXIÓN DE BARRAS EN SUBESTACIONES

Barra simple o sencilla: Cuenta con una sola barra colectora al cual se conectan los diferentes circuitos. Esta configuración es muy económica, simple, pero presenta el inconveniente de que una falla o mantenimiento en el juego de barras supone una paralización de toda la subestación. [3]

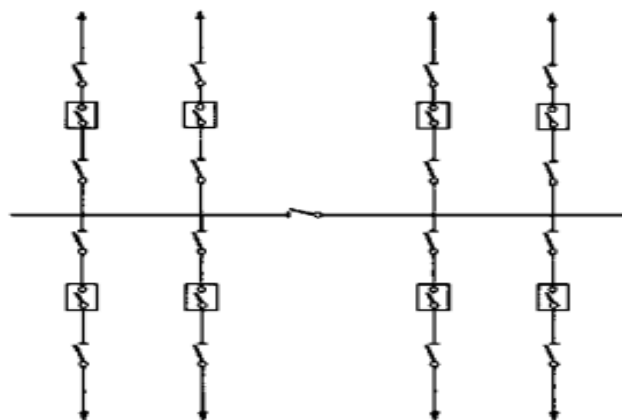


Figure 5: Disposición de barra simple.

Barra principal y de transferencia: Como se puede observar en la Figura 6, mantiene el mismo inconveniente que la disposición de barra simple, con la diferencia de que esta ofrece la ventaja de poder realizar mantenimiento a un interruptor de salida por vez derivando la carga y la protección a la barra de transferencia. [3]

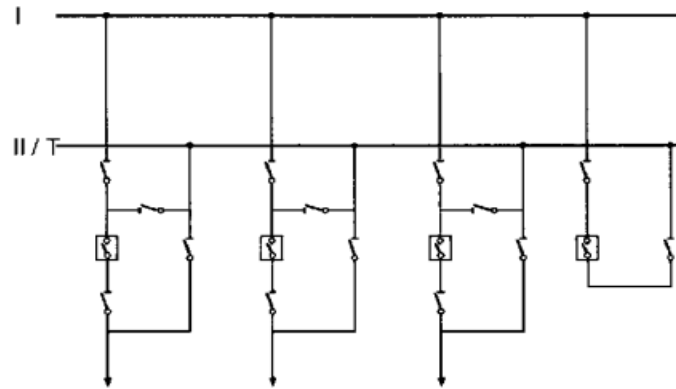


Figure 6: Disposición de barra principal y de transferencia.

Barra en anillo: es similar a la disposición de barra simple, aunque esta ofrece la posibilidad de seccionar los interruptores de ambos lados sin dejar de alimentar las salidas. El esquema se puede observar en la Figura 7. [3]

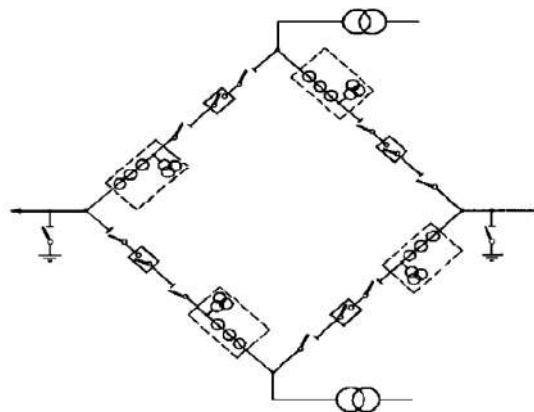


Figure 7: Disposición de barra en anillo.

Barra doble: esta disposición es una mezcla de la disposición de barra simple y la disposición de barra principal con barra de transferencia y ofrece la ventaja de disponer del servicio en caso de tener problema en un juego de barras, utilización eventual de la celda de acoplamiento y el servicio a redes separadas, véase la Figura 8. [3]

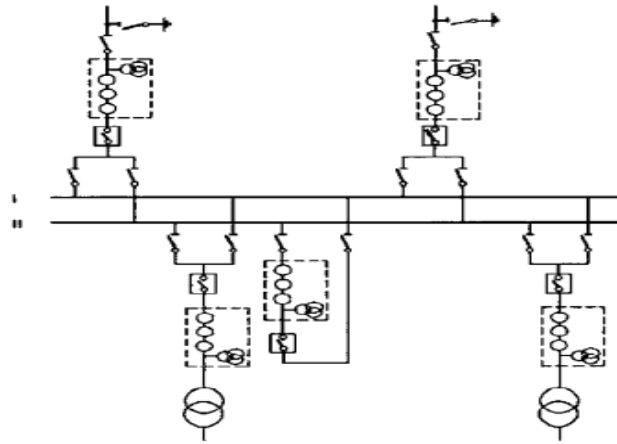


Figure 8: Disposición de barra doble.

Barra triple: la presencia de un tercer juego de barra como se ve en la Figura 9 permite poner fuera de servicio cualquiera de los dos restantes en caso de mantenimiento sin perder la flexibilidad. Son utilizadas en Subestaciones críticas, en los que no se puede permitir fueras de servicio por la consecuencia que eso acarrearía en el sistema. [3]

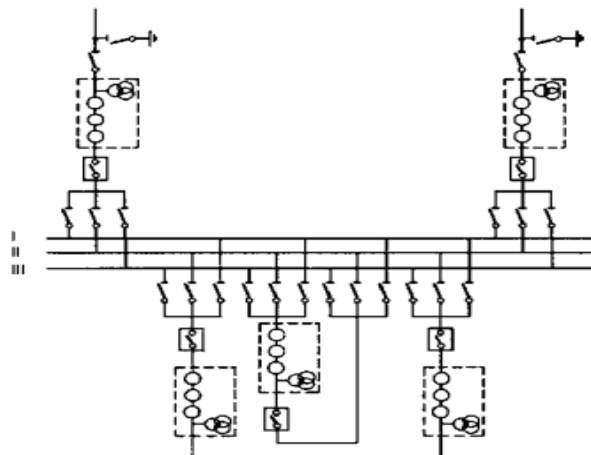


Figure 9: Disposición de barra triple.

Barra interruptor y medio: esta disposición es utilizada en Subestaciones de 220kV y 380kV por la ventaja de realizarle mantenimiento sin fuera de servicio. No ofrece la flexibilidad del doble juego de barras ya que en caso de fallas podemos tener los dos interruptores abiertos. Véase Figura 10. [3]

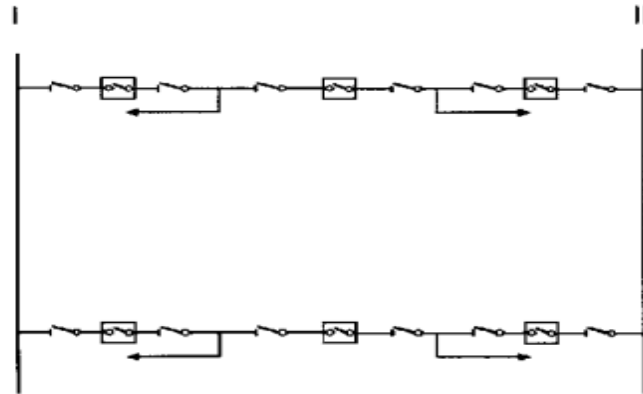


Figure 10: Disposición interruptor y medio.

Barra doble interruptor: En esta configuración, tanto las barras como los interruptores de cada circuito se duplican (Figura 11). Ofrece la mayor seguridad en caso de fallas en barras o interruptores y permite una gran libertad de operación para trabajos de revisión y mantenimiento. Para lograr la máxima seguridad, cada circuito se conecta a ambas barras, lo que significa que todos los interruptores están cerrados y ambas barras están energizadas. En algunos casos, los circuitos se pueden dividir en dos grupos y conectar cada uno a una barra. Sin embargo, si falla una de las barras, todo lo que está conectado a ella se desconecta, perdiendo la seguridad que brinda la operación normal y no justificando el costo adicional en comparación con una doble barra. Esta es la configuración más costosa, pero ofrece la mayor seguridad. [8]

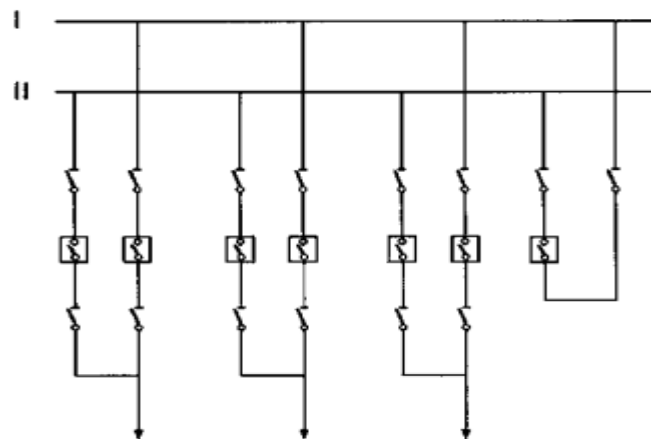


Figure 11: Disposición de doble barra y doble interruptor.

ACCESORIOS EN LAS BARRAS

Es todo elementos que sirve para la unión de los conductores, fijar aisladores absorber esfuerzos mecánicos de las barras y servir de apoyo a las mismas. [9]

Las barras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- **Aisladores:** Los aisladores son elementos que proporcionan aislamiento eléctrico y soporte mecánico para los conductores. [8] [2]
- **Conectores y herrajes:** Los conectores sirven para unir diferentes secciones de conductores y fijarlos a los aisladores. El diseño de las barras colectoras implica elegir el conductor adecuado en cuanto a material, tipo y forma, así como los aisladores y sus accesorios, y las distancias entre soportes y fases. Se realiza teniendo en cuenta los esfuerzos estáticos y dinámicos a los que están sometidas las barras, las necesidades de conducción de corriente, la disposición física, etc. La elección final de las barras se basa en factores económicos, materiales disponibles en el mercado y normas establecidas. [8] [2]

CONSIDERACIONES DE LAS CARGAS EN EL DISEÑO DE BARRAS

Todas las variables que afectan el resultado del diseño son consideradas en el diseño de barras colectoras. [8] [2]

Estas variables se pueden dividir en:

Cargas estáticas: Las cargas estáticas son aquellas que actúan de manera constante sobre la barra y se consideran de forma vertical. [8] [2]

- **Peso del conductor:** Es un aspecto importante a considerar al elegir un conductor, ya que es uno de los factores que determina su deflexión¹. También se consideran el peso de los aisladores y componentes para amortiguar las vibraciones causadas por agentes externos al conductor. [8]

¹ Los límites prácticos para la máxima deflexión de los tubos conductores son: $\frac{1}{150}$ del claro, en caso de usar dos apoyos (como viga libremente apoyada con carga uniformemente repartida) y de, $\frac{1}{200}$ del claro, en caso de usar más de dos apoyos (viga continua con carga uniformemente repartida).

Cargas dinámicas: Se definen como las cargas que actúan por la barra de forma variable y de manera horizontal o axial. [8] [2]

- Expansiones térmicas: Una barra de cobre se expande 1.12 pulgadas por cada 100 pies y 100°F. Lo peligroso no es la expansión de las barras en sí, sino la expansión diferencial entre la barra y la estructura de acero que la sostiene rígidamente, lo que puede causar un esfuerzo excesivo en los aisladores de soporte. Este esfuerzo es aún más pronunciado cuando la barra transporta corriente, ya que el calentamiento solo ocurre en las barras y los soportes permanecen estáticos. [8] [2]
- Esfuerzos mecánicos: Se conoce como los esfuerzos producidos por la operación de interruptores, tormentas o huracanes y asentamientos en cimentaciones de equipos pesados. [2] [8]
- Esfuerzos electromagnéticos: Las corrientes de cortocircuito producen fuerzas debido a la interacción de la corriente con su propio campo magnético. Estas fuerzas son proporcionales al cuadrado de la corriente y son inversamente proporcionales a la distancia entre las fases. [8] [2]

Para el diseño del bus se debe alcanzar un balance económico entre los siguientes puntos: corriente máxima de cortocircuito, distancia de separación de las fases y el tipo o configuración del mismo. [2]

FACTORES A CONSIDERAR PARA EL DISEÑO DE BARRAS

Hay varios factores relacionados con la forma y condiciones de las barras colectoras que son importantes para determinar la capacidad de corriente que pueden transportar. Estos factores son inherentes a las barras mismas y no dependen de condiciones externas. [2]

Entre estos factores se encuentran las siguientes:

Efecto corona: Es una descarga eléctrica que ocurre cuando el aire alrededor de un conductor energizado se ioniza. Se puede escuchar como un zumbido y se puede ver como un resplandor violeta en la noche. Este efecto está relacionado con el gradiente de potencial en la superficie del conductor y depende de factores como el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie, la humedad del ambiente y la altitud sobre el nivel del mar. [2] [8]

Radio interferencia: Ocurre cuando la relación entre la intensidad del campo deseado y la intensidad del campo no deseado es menor que el valor del ruido detectado por el oído humano en el límite entre lo satisfactorio y lo insatisfactorio. [2] [8]

Efecto superficial: Cuando una corriente alterna fluye a través de un conductor, produce un flujo magnético que genera una fuerza electromotriz que se opone al paso de la corriente. Debido a que el flujo es mayor en el centro del conductor, se produce el efecto superficial, lo que significa que la corriente se concentra en la periferia del conductor, aumentando su resistencia aparente². [2] [8]

Efecto de proximidad: se produce debido a la inducción causada por la corriente en una barra y la corriente de retorno en una barra paralela. Estas corrientes generan fuerzas electromotrices que se oponen al paso de la corriente en las partes más alejadas de las barras, haciendo que las corrientes se concentren en las partes más cercanas de ambas barras, lo que produce un mayor calentamiento en esas áreas. Este efecto es inversamente proporcional a la distancia entre los conductores y se recomienda una separación mínima de 45 cm cuando hay espacio disponible. Al reducir la distancia, se reduce la capacidad de conducción debido al aumento de la resistencia aparente del circuito. [2] [8] [9]

Emisividad térmica: La emisividad se refiere a la capacidad de un material para emitir radiación térmica. Un conductor con una superficie oscura puede transportar más corriente para una determinada elevación de temperatura que un conductor similar con una superficie no oscurecida. Por ejemplo, un conductor de cobre negro puede emitir hasta un 25% más de calor que un conductor con una superficie pulida. [2] [8]

SUPERFICIE	COEFICIENTE DE EMISIVIDAD POR RADIACIÓN	DISIPACIÓN DE CALOR $\frac{w}{pie^2}$		
		RADIACIÓN	CONVECCIÓN	TOTAL
Pálida	0.03	0.68	13.44	14.12
Brillante	0.07	1.58	13.44	15.02
Ligera oxidación	0.3	6.76	13.44	20.2

² Gracias a esto se pudo determinar que el conductor más eficiente es el conductor hueco.

Mediana oxidación	0.5	11.27	13.44	24.71
Muy oxidada	0.7	15.78	13.44	29.22
Pintura granulada	0.9	20.3	13.44	33.74
Pintura lisa	0.95	21.43	13.44	34.87

Tabla 1: Emisividad térmica.

Vibración: La vibración es la principal causa de fallas mecánicas en los conductores. Las vibraciones se pueden dividir en dos grupos: las vibraciones resonantes de alta frecuencia y baja amplitud, causadas por el viento, y las vibraciones de baja frecuencia y alta amplitud, llamadas danzantes o galopantes, causadas por la fatiga del material. [2] [8]

Se pueden disminuir con los siguientes métodos:

- Sustituyendo conductores de gran resistencia a la fatiga.
- Barras cableadas en vez de sólidas.
- Mejorando el diseño de los soportes.
- Usando varillas protectoras preformadas en los soportes.
- Usando amortiguadores de vibración.

Corrosión: Es la degradación de un material, generalmente metal, debido a su reacción con el medio ambiente que lo rodea. [8]

Existen dos tipos de corrosión:

- Atmosférica:** Cuando los materiales están expuestos al exterior, se forma una capa de óxido en su superficie que los protege del ambiente y evita la corrosión. [2]
- Galvánica:** La corrosión galvánica es el tipo más dañino de corrosión y ocurre cuando dos o más metales diferentes entran en contacto en presencia de un electrolito, debido a la acción electroquímica de un metal electropositivo. [2]

EXTREMO ANÓDICO
Magnesio
Aluminio
Duraluminio
Zinc
Cadmio
Hierro

Estaño
Plomo
Níquel
Latones
Bronces
Monel
Cobre
Plata
Oro
Platino
EXTREMO CATÓDICO

Tabla 2: Serie galvánica de los metales.

CAPÍTULO 3: TRANSFORMADORES DE POTENCIA

GENERALIDADES

es una máquina estática que consta de dos devanados, el inductor y el inducido. El devanado inductor, también conocido como primario, se conecta a una fuente de corriente alterna con una frecuencia f_1 y se denomina **primario**. El devanado inducido, también conocido como **secundario**, tiene una frecuencia $f_2 = f_1$ suministra energía eléctrica a un circuito externo a través de conexiones fijas con una frecuencia ($f_L = f_2$). [10] Para mejorar el acoplamiento entre los devanados inductor e inducido y aumentar la inducción magnética del sistema, ambos devanados se enrollan alrededor de un núcleo cerrado común. Este núcleo está formado por un apilamiento de láminas magnéticas de acero al silicio, tal como se muestra en la Figura 12. [10]

Si la tensión del arrollamiento primario, V_1 , es menor que la tensión secundaria V_2 , el transformador se denomina **elevador**; en el caso contrario se llama transformador **reductor**. En el caso de considerar el transformador ideal, sin pérdidas ni caídas de tensión, de acuerdo a la expresión³ se cumplirá que:

$$E_1 = V_1 = 4,44N_1f_1\Phi_m \quad E_2 = V_2 = 4,44N_2f_1\Phi_m \quad (1)$$

siendo Φ_m el flujo máximo que atraviesa ambos arrollamientos y N_1 y N_2 los números de espiras respectivas. [10] De las ecuaciones anteriores se deduce:

³ $E_2 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}}N_1f_1\Phi_m = 4,44N_2f_1\Phi_m$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (2)$$

se denomina **relación de transformación**.

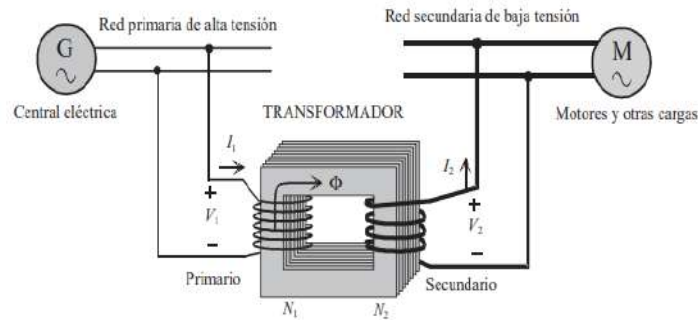


Figure 12: Transformador.

Si I_1 e I_2 son las corrientes primaria y secundaria, se cumplirá para el caso ideal que:

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (3)$$

que expresa la igualdad entre las potencias de entrada y salida. Teniendo en cuenta además (2) se puede poner:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (4)$$

Con esto, para transmitir una determinada potencia, se eleva la tensión $V_1 < V_2$ y se obtiene que $I_1 > I_2$, pues manejando altas tensiones las corrientes se reducen y como consecuencia de ello se requiere una menor sección en los conductores de cobre de la línea, con el consiguiente ahorro económico. Los transformadores permiten, en consecuencia, adaptar de un modo sencillo las tensiones de las redes a los valores más adecuados y económicos. Si el devanado secundario se coloca en un rotor de manera que se pueda controlar la posición entre el devanado inductor y el inducido, se obtiene un regulador de inducción monofásico. Este dispositivo permite obtener una tensión V_2 que varía en función de la posición del rotor. [10] En la práctica, los reguladores de inducción suelen ser trifásicos y funcionan según un principio diferente, más similar al de las máquinas asíncronas o de inducción. [10]

PRINCIPALES ASPECTOS CONSTRUCTIVOS

Núcleo: Es el sistema que forma su circuito magnético y está compuesto por láminas de acero al silicio. Estas láminas se fabrican en frío (grano orientado) y sometidas a un químico especial llamado **carlite**, que las recubre con una capa aislante muy delgada (0,01 mm). Esto reduce considerablemente las pérdidas en el hierro. [10]

El circuito magnético está compuesto por las columnas, que son las partes donde se montan los devanados, y las culatas, que son las partes que realizan la unión entre las **columnas**. Los espacios entre las columnas y las **culatas**, por los cuales pasan los devanados, se llaman **ventanas del núcleo**. [10]

Según sea la posición relativa entre el núcleo y los devanados, los transformadores se clasifican en **acorazados**, en los que, como muestra la Figura 13a, los devanados están en su mayor parte abrazados o acorazados por el núcleo magnético, y de columnas (Figura 13b), en los que son los devanados los que rodean casi por completo el núcleo magnético. [10]

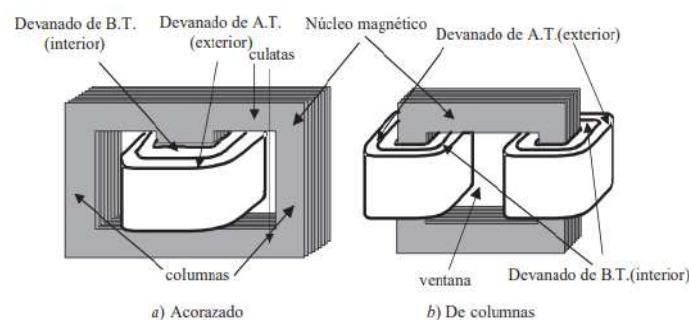


Figure 13: Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos.

En el tipo acorazado, las espiras están más sujetas, mientras que el tipo de columnas es más sencillo de construir y se adapta mejor a altas tensiones debido a que la superficie que debe aislarse es más pequeña. Por esta razón, el tipo de columnas es el más utilizado en la práctica, excepto en transformadores monofásicos de baja potencia y tensión. [10]

Los circuitos magnéticos de la Figura 13 corresponden a transformadores monofásicos y las secciones de las columnas y culatas son iguales para asegurar que la inducción sea la misma en todo el circuito magnético. En el caso de la Figura 13a, la columna central tiene el doble de superficie que las laterales, ya que por ella circula el doble de flujo que en estas últimas. En el caso de transformadores trifásicos, el circuito magnético consta de tres columnas idénticas, como se muestra en la Figura 14. [10]

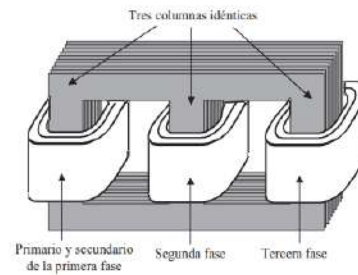


Figure 14: Circuito magnético y devanados de un transformador trifásico.

Las uniones entre las columnas y las culatas de un transformador se llaman juntas y deben ser lo más delgadas posible para reducir al máximo la reluctancia del circuito magnético. La culata superior debe poder abrirse para colocar las bobinas y los aislantes. Las juntas pueden ser a tope (o plana) o al solape (entrelazada). En la construcción a tope, las columnas y las culatas se montan por separado y luego se unen con piezas de sujeción. En la construcción al solape, todo el núcleo magnético se construye de una vez, ensamblando las chapas con un desfase de posición entre capas sucesivas igual a la anchura de las chapas de la culata. Este montaje es más complicado, pero permite aumentar la estabilidad mecánica del conjunto. En ambos casos, existe una zona cerca de la junta donde el flujo no sigue la dirección de laminación, lo que puede causar un calentamiento local en chapas de grano orientado debido al aumento de pérdidas en el hierro. Para evitar esto, las uniones no se hacen a 90° sino a 45°. [10]

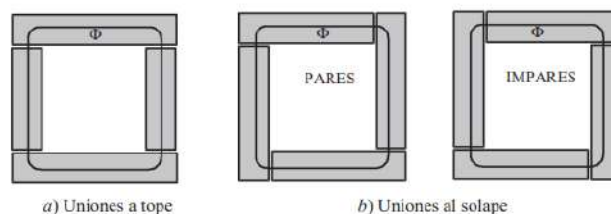


Figure 15: Uniones de chapas de transformadores.

Otro aspecto característico de los núcleos de los transformadores es la forma de las secciones transversales de las columnas. En los transformadores pequeños, estas secciones suelen ser cuadradas (Figura 13). [10] Sin embargo, en la mayoría de los casos, para aprovechar mejor el área interior de los devanados (de sección circular), la sección transversal de cada rama tiene forma de un polígono escalonado, con un número de escalones que aumenta con la potencia del transformador. [10] Esta

sección se llama cruciforme. [10] La Figura 16 muestra algunos ejemplos típicos y la potencia máxima correspondiente a cada configuración. En los transformadores de gran potencia, se intercalan canales de ventilación entre los paquetes de chapas para mejorar la evacuación del calor. El conjunto de chapas debe ser apretado con bridas de madera o perfiles de hierro y bulones aislados para dar rigidez mecánica al conjunto y evitar vibraciones. [10]

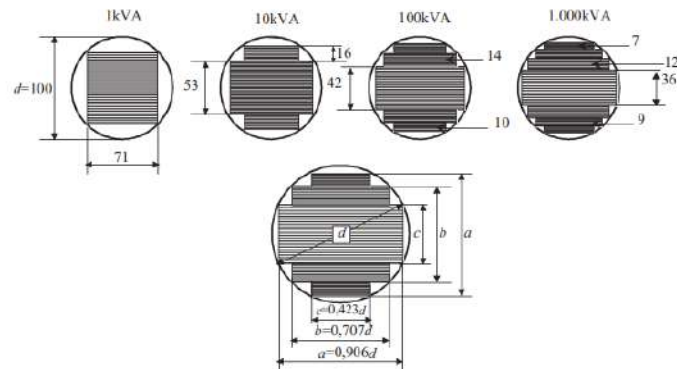


Figure 16: Núcleos de transformador tipo cruciforme.

Devanados: Los transformadores tienen un circuito eléctrico que se realiza mediante conductores de cobre en forma de hilos redondos o pletinas de cobre. [10] Estos conductores están aislados con una capa de barniz o fibra de algodón. [10] Los devanados pueden ser concéntricos o alternados, dependiendo de la disposición relativa entre los arrollamientos de A.T. y B.T. [10] En los devanados concéntricos, los bobinados tienen forma de cilindros coaxiales y se intercala un cilindro aislante entre ellos. [10] En los devanados alternados, los arrollamientos se subdividen en secciones y se suceden alternativamente a lo largo de la columna. [10] Para disminuir el flujo de dispersión, es frecuente colocar media bobina en cada extremo, que pertenecen al arrollamiento de B.T. [10]

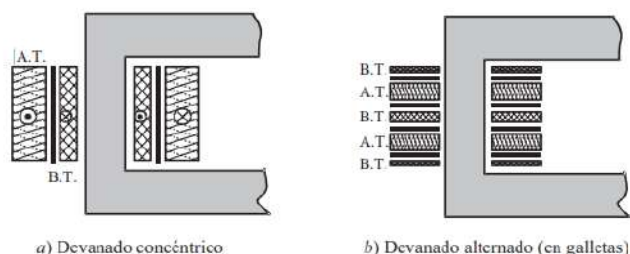


Figure 17: Devanados concéntricos y alternados.

Las sobretensiones de alta frecuencia, especialmente las de origen atmosférico, ponen a prueba el aislamiento de los devanados del transformador con relación a tierra y entre espiras y bobinas. [10] La distribución de una sobretensión atmosférica en el devanado de alta tensión sigue una ley hiperbólica, lo que hace que la parte conectada a la línea esté sometida a mayores gradientes de tensión. [10] Por ello, en la fabricación de transformadores se refuerza el aislamiento de las primeras espiras y bobinas del devanado de alta tensión. [10] Otro procedimiento para mejorar el comportamiento frente a sobretensiones atmosféricas es colocar un apantallamiento electrostático rodeando el devanado de alta tensión, lo que crea una distribución uniforme de la sobretensión sobre todas las espiras, dando lugar a los transformadores antiresonantes. [10]

Sistemas de refrigeración: Los transformadores son máquinas eléctricas que necesitan un sistema de refrigeración adecuado para evitar el sobrecalentamiento de sus devanados y aislamientos. [10] Dependiendo de la potencia, se pueden usar dos tipos de refrigeración: en seco o en baño de aceite. El aceite es un medio refrigerante y aislante que tiene mejores propiedades que el aire. [10] Los transformadores en baño de aceite tienen una cuba de aceite mineral que rodea la parte activa y que disipa el calor por radiación y convección natural. [10] El aceite mineral se obtiene de un subproducto del petróleo y puede sufrir un proceso de envejecimiento que reduce su capacidad refrigerante y aislante. Para evitar esto, se le añaden productos químicos inhibidores y se le coloca un depósito de expansión o conservador en la parte alta del transformador (Figura 18). [10] Este depósito tiene dos funciones: mantener la cuba principal llena de aceite y reducir el contacto con el aire; y absorber las dilataciones del aceite al calentarse. Cuando el transformador se enfría, el aire entra por el depósito y trae humedad, que es absorbida por el aceite. Para evitarlo, se le pone un desecador de cloruro cálcico o un gel de sílice a la entrada. [10] El uso del aceite mineral como refrigerante y aislante permitió el desarrollo de transformadores de gran potencia. Sin embargo, el aceite mineral tiene dos problemas graves: es inflamable y puede formar mezclas explosivas con el aire. Por eso, el aceite mineral no se puede usar en algunos lugares y ambientes. [10]

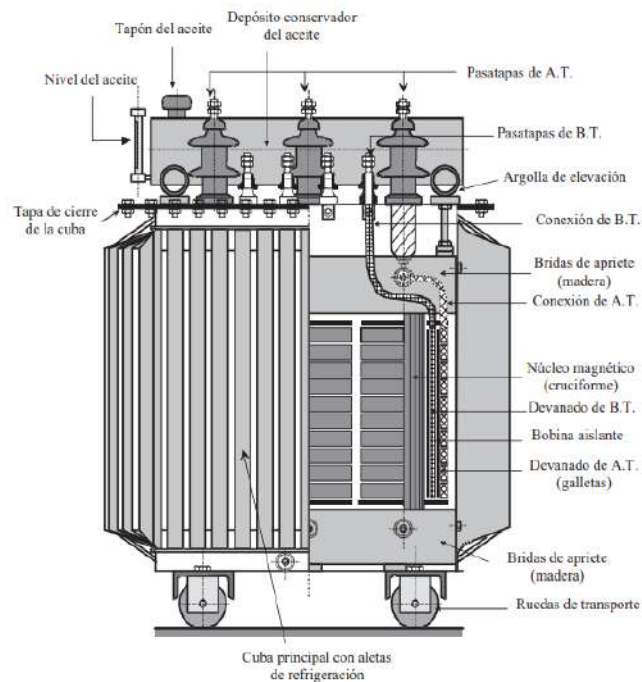


Figure 18: Aspectos constructivos de un transformador.

Los transformadores usan diferentes tipos de líquidos aislantes y refrigerantes, según sus características y aplicaciones. El aceite mineral fue el primero que se usó, pero tenía el problema de ser inflamable y explosivo. En 1932 se desarrolló un aceite sintético llamado askarel, que no tenía esos inconvenientes, pero que era muy contaminante y se prohibió su uso en los años ochenta. Actualmente se usan los aceites de siliconas, que son más ecológicos y eficientes. [10] En la Tabla 2 se comparan las propiedades de los principales aceites con las del aire. Los transformadores de distribución de baja potencia se refrigeran por convección natural del aceite y la cuba de acero. Los transformadores de mayor potencia usan radiadores externos, ventiladores o intercambiadores de calor aceite-agua para disipar el calor. El tipo de refrigeración de un transformador se indica por cuatro letras según las Normas IEC, que se explican en la Tabla 3. [10] Por ejemplo, un transformador con refrigeración natural por aceite y aire se designa por ONAN. Si el aire se mueve con ventiladores se designa por ONAF. [10]

Denominación	Densidad Kg/m ³	Conductividad térmica W/m °C	Permisividad dieléctrica relativa	Rigidez dieléctrica Kv/cm
Hidrocarburos puros (aceite de trafo)	900	0.16	2.2	200
Pyralenos	1820	0.01	4,5	290
Aceite de silicio	960	0.15	2.56	200 a 300
Aire	1293	0.024	1	32

Tabla 3: Características de aceites de transformador.

Naturaleza del refrigerante	Símbolo	Naturaleza de circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L		
Gas	G		
Agua	W	Forzada	F
Aire	A		
Aislante sólido	S		

Tabla 4: Símbolos para señalar la naturaleza del refrigerante y su modo de circulación.

En la década de 1980 se desarrolló un nuevo tipo de transformador seco encapsulado en resina epoxi, que es muy seguro y fiable para instalaciones en interiores y lugares con riesgo de incendio. [10] Estos transformadores no propagan el fuego, son autoextinguibles y no derraman material inflamable ni contaminante en caso de avería. No requieren mantenimiento ni equipos contra incendios. [10] Los arrollamientos de alta tensión están encapsulados en resina epoxi con silicato de flúor y los conductores son hilos esmaltados o pletinas con papel aislante. Los devanados de baja tensión usan pletinas de cobre aisladas con papel y a partir de 400 kVA se emplea la técnica de bobinados en bandas, que permite obtener arrollamientos compactos, resistentes a la humedad y al calor, y con buen comportamiento ante cortocircuitos. [10]

Aisladores pasantes y otros elementos: Los transformadores de media tensión tienen unos aisladores pasantes que conectan los bornes con el exterior de la cuba. Estos aisladores son de porcelana y están rellenos de aire o aceite. Para evitar que

el campo eléctrico perfora el aislador, se usa una serie de cilindros que rodean la borna metálica dentro del espacio con aceite. Los aisladores pasantes de A.T. y B.T. se diferencian por su altura, siendo más altos cuanto mayor es la tensión, como se muestra en la Figura 18. Otro elemento que suelen tener los transformadores de gran potencia es el relé de gas o relé Buchholz (véase Figura 19), que protege a la máquina de sobrecargas o fallos de aislamiento. [10] Este relé se coloca en el tubo que une la cuba principal con el depósito de expansión, y funciona por el movimiento del vapor de aceite producido por un calentamiento anormal del transformador que hace bascular un sistema de dos flotadores: el primero (número 1 de la Figura 19) es sensible a las sobrecargas leves, y al bajar de la posición indicada en la figura provoca la activación de una alarma sonora; el segundo (número 2 de la Figura 19) es sensible a las sobrecargas fuertes, que dan lugar a una formación violenta de gas en la cuba principal, que al empujar al flotador provoca el cierre del circuito de unos relés que controlan el disparo de unos interruptores de entrada y salida del transformador. [10]

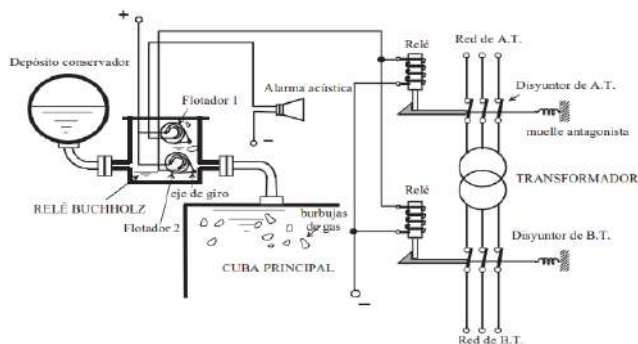


Figure 19: Relé Buchholz y esquema eléctrico de protección.

El relé Buchholz es un dispositivo de seguridad que protege a los transformadores de gran potencia de sobrecargas peligrosas y fallos de aislamiento. [10] Este relé se coloca en el tubo que une la cuba principal con el depósito de expansión y funciona por el movimiento del vapor de aceite producido por un calentamiento anormal del transformador. El relé tiene dos flotadores: el primero es sensible a las sobrecargas leves y activa una alarma sonora; el segundo es sensible a las sobrecargas fuertes y provoca el cierre del circuito de unos relés que controlan el disparo de unos interruptores de entrada y salida del transformador. [10] En la Figura 20 se muestra

un esquema detallado de un transformador con sus tres proyecciones principales, donde se pueden ver cada uno de los elementos mencionados en este apartado. Los terminales de A.T. y B.T. se designan con las letras ABC (de izquierda a derecha) y el neutro se señala con n o N (B.T. o A.T., respectivamente) y va colocado a la izquierda del terminal a o A. [10]

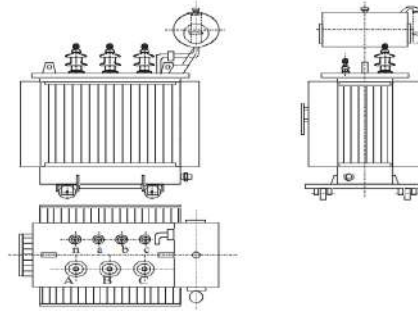


Figure 20: Alzado, perfil y planta de un transformador.

La Figura 21 muestra los principales símbolos utilizados para representar los transformadores. El símbolo a) es el más común y representa un transformador trifásico de 100 kVA, con conexión triángulo-estrella y relación 15.000 V/380-220 V (el doble valor secundario indica que la estrella tiene neutro). Cuando el transformador es monofásico, las líneas de entrada y salida se cruzan con dos barras en lugar de tres. Los símbolos b) y c) representan un transformador monofásico de 10 kVA, 50 Hz, con relación 3.000 V/220 V. [10]

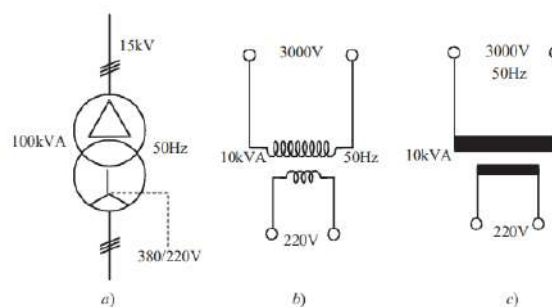


Figure 21: Símbolos empleados para designar un transformador.

Placa de características del transformador: La placa de características de un transformador es una placa metálica que contiene información importante sobre el transformador, como la potencia asignada, las tensiones asignadas, la frecuencia, la impedancia equivalente en porcentaje o la caída de tensión relativa de cortocircuito. Si el transformador tiene tomas variadoras de tensión, también se incluyen las

tensiones de las diferentes derivaciones. Además, se indica el esquema de conexiones internas, el tipo de transformador, la clase de refrigeración, el nombre del fabricante, la serie y el código. En algunos casos, también se incluyen referencias sobre las instrucciones de funcionamiento. [10]

Nota 1: Para el lector interesado en normativa técnica es interesante conocer la Instrucción **IEC-76:1** dedicada a transformadores de potencia, o en su caso la **UNE-EN60076-1/A1:2002**, cuyo título es Transformadores de potencia. Parte 5: Generalidades. También es interesante las Normas del Instituto de Ingenieros Eléctricos de Estados Unidos, en concreto la **C.57.12.91- 2001** denominada **IEEE Standard test code for dry-type distribution and power transformers** y la **C.57.12.00-2006** que lleva por título: **IEEE Standard general requirements for liquidimmersed distribution, power and regulating transformers.** < CITATION Jes03 \l 3082 [10]

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS SERIE 24 kV (SEGÚN NORMAS UNE 20.101 y CEI 76)													
Potencia kVA	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1.000
Grupo de conexión	Yyn 0	Yyn 0	Yyn 0	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11
P_0 (kW)	0,24	0,33	0,40	0,48	0,58	0,69	0,82	0,98	1,17	1,38	1,64	1,96	2,15
P_{cc} (kW)	1,39	1,87	2,20	2,53	2,97	3,49	4,10	4,86	5,80	6,89	8,22	10,24	13,3
e_{cc} (%)	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	6	6
I_0 en % I_{1n}	4,7	4,1	3,3	3	2,7	2,4	2,2	2,1	2	2	1,9	1,8	1,6
Long. (m)	0,8	0,9	0,9	1,0	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,7	1,9	2,0
Anch. (m)	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,2	1,3	1,3
Altura (m)	1,2	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,9
Peso (kg)	385	481	570	655	731	834	976	1.100	1.422	1.640	1.930	2.267	2.645

Tabla 5: Características técnicas de transformadores trifásicos.

Arrollamientos terciarios o de compensación: En los transformadores estrella-estrella se dispone un arrollamiento terciario (Figura 22a y 22b), también llamado de compensación, conectado en triángulo, con el fin de que no puedan producirse desequilibrios fase-neutro:

a) Motivados por las cargas entre fase y neutro.

Motivados por las terceras armónicas en las tensiones simples secundarias (estudiadas en la sección 5.2.3.7).

La figura muestra un transformador con un devanado terciario conectado en triángulo, que se supone que tiene el mismo número de espiras que los otros dos devanados. [10] El devanado terciario tiene la función de compensar los desequilibrios entre las fases y el neutro. Si el triángulo está abierto, el

transformador funciona igual que sin el devanado terciario. El transformador (Figura 22a) con su carga monofásica, trabaja exactamente como lo hacía sin el devanado terciario. [10] [11]

Si se cierra el terciario, la fem total E_3 motivará una corriente que tenderá a oponerse a la causa originaria (aumento y disminución de los flujos Φ_1 , Φ_2 y Φ_3) en otras palabras tenderá a borrarlos. Ciertamente, no lo hará por completo, ya que, en tal caso, no se inducirían las E_3 y no existiría corriente. Dada la pequeña impedancia del devanado terciario (R_3 pequeña y escasos flujos de dispersión), la E_3 , necesaria para mantener la corriente I_3 , es pequeña. Luego los flujos Φ_1 , Φ_2 y Φ_3 también son pequeños, los precisos para mantener la corriente de cortocircuito I_3 . [10] El valor de $i_3 = 33.3$, se debe a que es el que equilibra las fuerzas magnetomotrices en cada columna, anulando los flujos homopolares (que en realidad son muy pequeños). Se puede ver en la Figura 22c cómo las fuerzas magnetomotrices se compensan en cada columna. [10] [11]

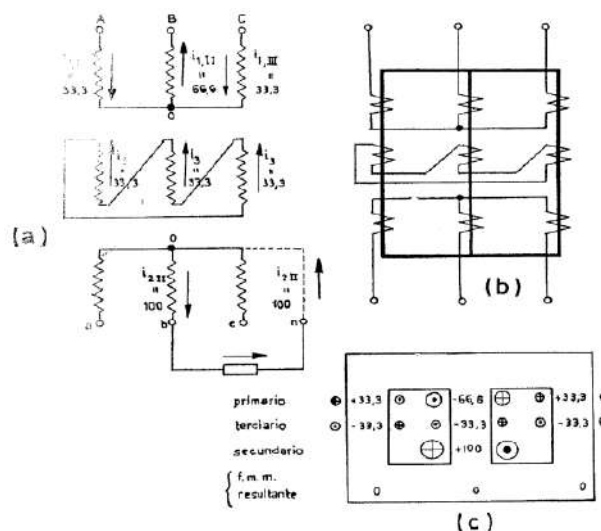


Figure 22: Devanado de un transformador.

- a) El devanado terciario en los transformadores también elimina los flujos homopolares de terceras armónicas, aunque no completamente. Se dice que el devanado de compensación, y en general cualquier arrollamiento en triángulo, permite la circulación de las terceras armónicas de corriente necesarias para disponer de flujos senoidales. [11]

Los devanados terciarios en los transformadores tienen la función de eliminar prácticamente los flujos homopolares, lo que permite evitar los inconvenientes de las cargas fase-neutro en los transformadores estrella-estrella. Con la presencia de devanados terciarios, las cargas desequilibradas no presentan problemas, salvo el mal aprovechamiento del transformador. [11]

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRANSFORMADOR

Potencia nominal: La potencia nominal de un transformador siempre se refiere a la potencia aparente (S) y se mide en kVA o MVA. En el caso de un transformador monofásico, la potencia nominal se define como el producto de la tensión nominal primaria por la corriente nominal correspondiente⁴. Las tensiones y corrientes nominales son aquellas para las cuales el transformador ha sido diseñado y deben cumplir con las garantías ofrecidas. Estos valores son los valores base para los ensayos del transformador. [11]

Corriente de vacío sin pérdidas: La bobina de reactancia con núcleo de hierro (Figura 22) se puede usar para estudiar el fenómeno de la autoinducción. En las N_1 espiras del arrollamiento se produce una fuerza electromotriz inducida (fem) que se opone a la causa que la produce:

$$e_1 = -N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad (5)$$

Si se desprecian las caídas de tensión por resistencia (suponiendo que $R_1 = 0$), se puede considerar, en una primera aproximación, que la fuerza electromotriz inducida (fem) es igual y de signo contrario a la tensión aplicada⁵. [11]

$$u_1 + e_1 = 0 \quad (6)$$

⁴ La CEI Transformadores de potencia señala que, estando el transformador en carga con la tensión nominal en bornes de primario, la potencia aparente que puede proporcionar el secundario difiere de la nominal en virtud de la caída interna del transformador. Aquella potencia es igual a la tensión secundaria real por la intensidad nominal correspondiente.

La CEI añade que, en transformadores con dos arrollamientos, para ambos se asignará la misma potencia nominal que será la del transformador. En consecuencia, se ve que la potencia nominal de un transformador es un valor convencional de referencia.

⁵ No se cumplirá exactamente, pues implicaría $i_0 = 0$ (no se olvide que, realmente, $R_1 \neq 0$).

Osea que,

$$u_1 = -e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (7)$$

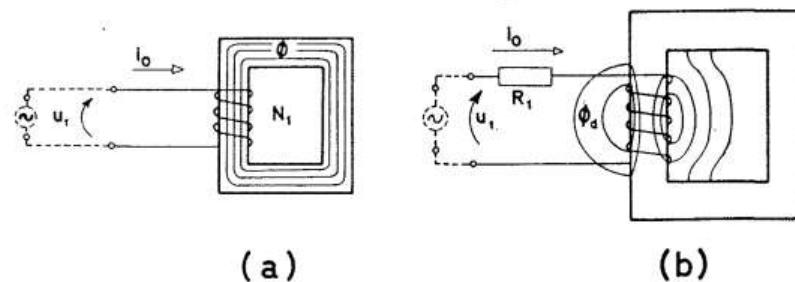


Figure 23: Bobina de reactancia primaria del transformador.

Se agrega un segundo arrollamiento al núcleo de una bobina de reactancia (Figura 24), se obtiene un transformador. Si el transformador está en vacío, es decir, con el segundo arrollamiento abierto (sin carga), en ese arrollamiento se induce una fuerza electromotriz (fem) alterna senoidal. [11]

$$u_2 = -e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (8)$$

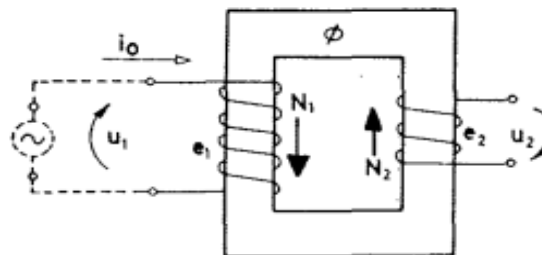


Figure 24: Bobina de reactancia primaria y secundaria del transformador.

Al ser $i_0 = 0$ (vacío), $u_2 = e_2$, con lo que, prescindiendo del signo (sentidos), resulta:

$$\frac{u_1}{u_2} = \frac{U_{1m}}{U_{2m}} = \frac{U_1}{U_2} \approx \frac{N_1}{N_2} \quad (9)$$

Si se agrega un segundo arrollamiento al núcleo de una bobina de reactancia, se obtiene un transformador. [10] [11] Si el transformador está en vacío, es decir, con el segundo arrollamiento abierto (sin carga), en ese arrollamiento se induce una fuerza electromotriz (fem) alterna senoidal. La presencia del secundario (abierto) no afecta los procesos del primario ni del circuito ferromagnético. [11] Aunque se induce una fem en el secundario, como está abierto, no hay corriente ($i_2 = 0$). La corriente de vacío, o de excitación, i_0 de un transformador es la que circula por el

arrollamiento primario cuando el secundario está abierto. [11] Esta corriente no produce fuerza magnetomotriz adicional ($N_2 i_2 = 0$) y se puede estudiar como la de una bobina de reactancia. En la Figura 25, se muestra la curva H-B del material ferromagnético del circuito. [11] En un primer análisis, se supone que el ciclo de histéresis tiene área nula, lo que equivale a suponer que el material no tiene pérdidas por histéresis. Se puede observar que la curva $i_0 - \Phi$, correspondiente al circuito magnético, es la misma que la curva H-B, usando escalas diferentes. Para demostrarlo, basta con mostrar las proporcionalidades entre i_0 y H por un lado, y entre Φ y B , por otro, referidas al circuito de la Figura 12. [11] Así:

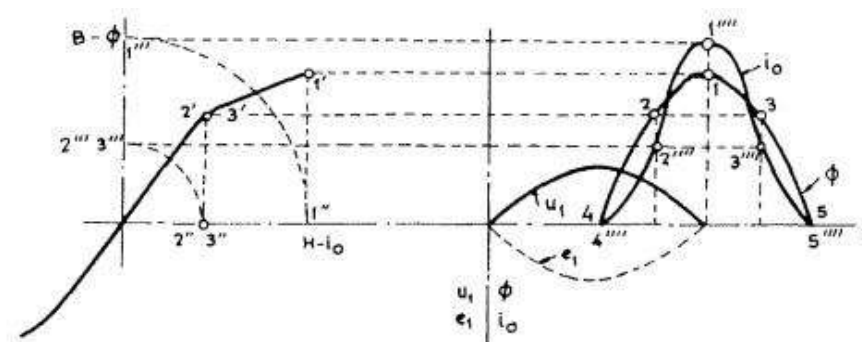


Figure 25: característica H-B del material ferromagnético sin pérdidas.

Con lo anterior se está en condiciones de determinar, por puntos, la corriente i_0 . Por ejemplo, el flujo representado por el punto 1 (flujo máximo) requiere, en virtud de la correspondencia $\Phi - i_0$, la corriente dada por la abscisa 1". [11] Este valor 1" se sitúa (como ordenada) en 1"', pasando por 1". [11] Análogamente se procede con los puntos 2 y 3 (flujos), a los que corresponden las corrientes 2"' y 3"', etc. [11] Por la construcción anterior, aparece la semionda de corriente i_0 , con su característica forma de campana. Reconsiderérese el proceso, que es bien simple:

- La aplicación (causa) de la fem senoidal u_1 , requiere que e_1 también tenga el carácter senoidal. Se parte de (6), lo que supone que se estima despreciable la resistencia $R_1 (R_1 i_0 = 0)$. [11]
- La exigencia e_1 senoidal implica que Φ también lo sea (senoide atrasada 90° en relación con u_1). [11]
- Luego, si Φ ha de tener, necesariamente, naturaleza senoidal, i_0 no podrá serlo, ya que $\Phi - i_0$ tiene una relación no lineal. [11]

En la realidad, el arrollamiento tiene una resistencia R_1 . Además, el flujo (Φ) no queda totalmente conducido por el circuito ferromagnético. Una parte (Φ) se establece en el aire. Es el llamado flujo de dispersión que estudiaremos en la sección 3.7 junto con las demás pérdidas. [11]

Corriente de vacío con pérdidas: Un paso más hacia la realidad lo va a constituir la consideración de un circuito ferromagnético con pérdidas por histéresis⁶. El método de dibujo por puntos proporciona la semionda i_0 que se ve en la Figura 26. [11] La nueva curva puede considerarse como la de la Figura 25 con cierta deformación. [11]

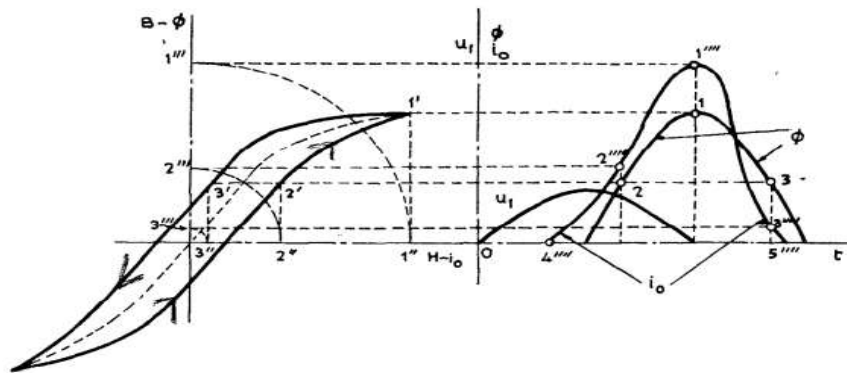


Figure 26: característica H-B del material ferromagnético con pérdidas.

El punto 1''' no sufre alteración, pero los de la rama ascendente, tal como el 2''', ven aumentadas sus ordenadas. Por el contrario, los de la rama descendente, tal como el 3''', las ven disminuidas. [11] Esto motiva que la curva en campana se deforme, con dos particularidades:

- a) Pasa a ser asimétrica, en relación con el eje $1 - 1'''$.⁷ [11]

⁶ Por razones didácticas, por el momento se prescinde de las pérdidas por corrientes de Foucault y las armónicas de vacío. Lo estudiaremos en la sección 3.7.

⁷ Esto conduce a que, así como en el caso anterior, con adecuada elección de ejes, la función i_0 era par o impar, ahora deja de serlo. Significa que, en el caso anterior admitía desarrollos, según Fourier, puramente a base de senoides (o de cosenoides) con ángulos de fase inicial nulos, en cambio ahora ya no es posible.

[11]

b) La deformación equivale a un avance (hacia el origen 0) de la curva i_0 , si bien quedando su valor máximo, i_{0m} , en su lugar. [11]

Es útil representar, en el plano de Gauss, todas las magnitudes que intervienen. [11]

Se hará caso omiso de que i_0 no sea senoidal, ya que, de otra forma, no admitiría este tipo de representación. [11]

En el diagrama (a), de la Figura 27, se ha supuesto el caso, ideal, del transformador en vacío, sin pérdidas en el hierro. El (b) corresponde al caso real. Obsérvese que, en el segundo, I_0 está algo avanzado en relación con Φ . [11]

El ángulo φ_0 , aun cuando cercano a 90° , ya no tiene tal valor. Es lógico que así sea, puesto que la potencia absorbida de la red ha de valer:

$$U_1 I_0 \cos \varphi_0 = U_1 I_{Fe} = \text{pérdidas en el núcleo ferromagnético.} \quad [11] \quad (10)$$

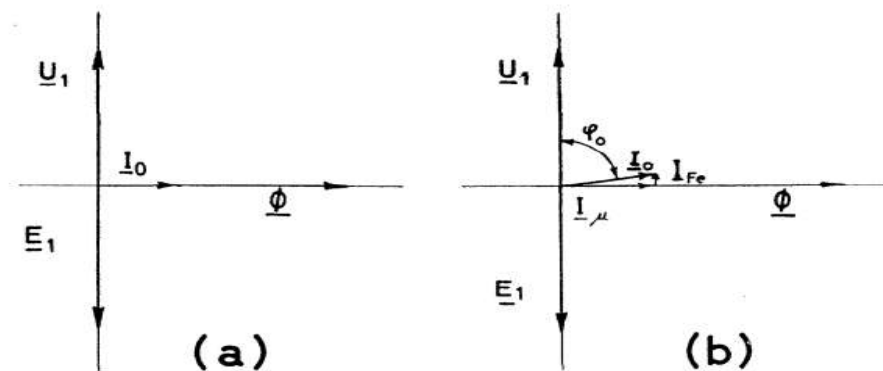


Figure 27: Plano de Gauss.

No se olvide que se viene suponiendo $R_1 = 0$ y que, por lo tanto, no existen pérdidas por efecto Joule. [11]

Queda clara, pues, la razón del avance de I_0 en el transformador con pérdidas por histéresis. [11]

La corriente I_0 se descompone en I_m e I_{Fe} :

I_m = componente reactiva de $I_0 = I_0 \sin \varphi_0$

I_{Fe} = componente activa de $I_0 = I_0 \cos \varphi_0$

Luego las pérdidas en el hierro valen

Fácilmente se justifican las siguientes denominaciones:

I_0 = corriente de vacío o de excitación del transformador.

I_m = componente magnetizante.

I_{Fe} = componente de pérdidas.

Es conveniente tener idea de órdenes de magnitud de estas corrientes que, evidentemente, dependerán de la calidad de la chapa magnética y de la inducción:

$$B_m = \frac{\Phi_m}{s} \quad (10)$$

con que llegue a trabajarse en el núcleo, en particular de que se alcance, en mayor o menor cuantía, la zona de saturación. [11]

Siendo I_{1n} la corriente primaria nominal del transformador, es decir, la corriente de plena carga:

- a) En transformadores modernos (chapa de grano orientado, laminada en frío). [11]

$$I_0 = 0,6 \div 8\% I_{1n} \quad (11)$$

$$I_{Fe} = 1 \div 15\% I_0 \quad (12)$$

En consecuencia, I_m es del orden de magnitud de I_0 .

- b) En transformadores antiguos (chapa laminada en caliente). [11]

$$I_0 = 4 \div 14\% I_{1n} \quad (13)$$

$$I_{Fe} = 5 \div 14\% I_0 \quad (14) [11]$$

Corriente de cortocircuito: El cálculo de las corrientes de cortocircuito es importante tanto para el diseñador de transformadores como para el de instalaciones. Ambos deben prever los efectos térmicos y dinámicos que estas corrientes pueden causar y dimensionar las máquinas, instalaciones y protecciones para que puedan resistirlos o eliminarlos. [11]

- a) Corriente permanente de cortocircuito: Se asume que los cortocircuitos son externos al transformador y que, independientemente de la corriente primaria (I_1) que el transformador pueda tomar de la línea, la tensión U_1 se mantiene constante. Esto se expresa diciendo que en la entrada del transformador se dispone de potencia infinita ($S_{cc} = \infty$). [11]

El transformador de la Figura 28 tiene una conexión estrella-triángulo y puede sufrir un accidente de cortocircuito. El esquema equivalente del transformador se muestra en la Figura 28. Hay que diferenciar entre el ensayo de cortocircuito (Figura 33) y el accidente de cortocircuito. El ensayo de cortocircuito es una prueba que se realiza para medir la impedancia

equivalente, la caída de tensión y las pérdidas por cobre del transformador. El accidente de cortocircuito es una situación anormal que se produce por un fallo de aislamiento o una conexión indebida entre las fases o entre una fase y tierra. [11] El accidente de cortocircuito puede causar daños graves al transformador y al sistema eléctrico:

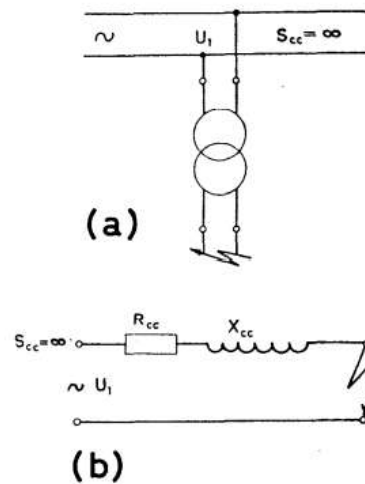


Figure 28: Esquema del transformador en cortocircuito.

CONCEPTO	TENSIÓN APLICADA	CORRIENTE CORRESPONDIENTE
Ensayo de cortocircuito	U_{cc}	I_{1n}
Accidente de cortocircuito	$U_1 = U_{1n}$	I_{cc}

Tabla 6: Comparativa entre eventos de cortocircuito.

Se ha designado por I_{cc} la corriente de cortocircuito que se desea conocer. Recuerdese que X_{cc} es constante (por serlo X_{d1} y X_{d2}). [11] Luego:

$$Z_{cc} = \frac{U_{cc}}{I_{1n}} = \frac{U_{1n}}{I_{cc}} \quad (15)$$

$$I_{cc} = \frac{U_{1n}}{U_{\infty}} I_{1n} \quad (16)$$

Es sabido que la U_{cc} suele darse en tanto por ciento, referida a la tensión nominal:

$$\varepsilon_{cc} = \frac{U_{cc}}{U_{1n}} 100 \quad (17)$$

Resultando:

$$I_{cc} = \frac{100}{\varepsilon_{cc}} I_{1n} \quad (18)$$

b) Corriente transitoria de cortocircuito: No habrá pasado desapercibido que las corrientes calculadas son los valores eficaces de la corriente permanente de cortocircuito. [11] Ahora bien, según sea el momento de producción de la falta (cortocircuito), surgirá, con mayor o menor intensidad, la corriente transitoria⁸. [11] Es sabido que el momento más desfavorable es cuando E_2 pasa, aproximadamente, por su valor instantáneo nulo, véase Figura 29. Si se desprecia R_2 y así con o la impedancia de la falta (circuito externo), el circuito secundario puede considerarse inductivo puro. [11]

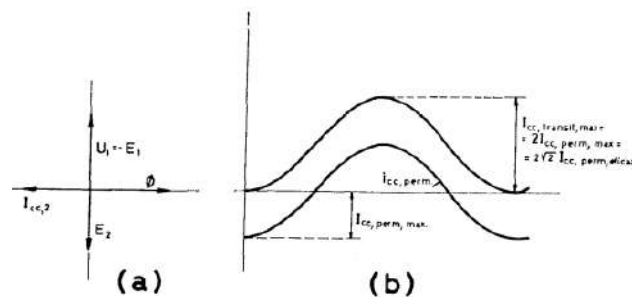


Figure 29: Onda de corriente de cortocircuito.

En virtud de ello, la corriente debería estar atrasada $\frac{\pi}{2}$ en relación con la tensión. [11] Ello significa que, suponiendo E_2 en un nulo ascendente, la corriente debería pasar por un máximo negativo (mínimo). Pero ocurre que, en el momento inicial de cortocircuito, $i_2 = 0$, esto conduce, como sabido, a una corriente i_{cc} trasladada, según las ordenadas positivas, en cuantía $I_{cc,perm. máx.}$. [11] Si este régimen persistiera (resistencias idealmente nulas), los valores de cresta de la intensidad de cortocircuito serían:

$$I_{cc,trans. máx.} = 2\sqrt{2} \frac{100}{\varepsilon_{cc}} I_{1n} \quad (19)$$

En la práctica, cuando se presenta por primera vez tal máximo, o sea después de media onda (Figura 29b), la corriente transitoria ha sufrido un sensible amortiguamiento, en virtud de que las resistencias no son despreciables. [11]

⁸ El tema se desarrolla ampliamente en Teoría de Líneas eléctricas (volumen II) de Enrique Ras.

CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

El desarrollo de circuitos equivalentes para máquinas eléctricas ha sido una parte importante de la evolución y expansión de la ingeniería eléctrica, con contribuciones significativas de científicos como Steinmetz a principios del siglo XX. [10] La ventaja de desarrollar circuitos equivalentes es que permite aplicar la teoría de redes eléctricas para predecir el comportamiento de una máquina en condiciones específicas. [10] En el caso de los transformadores, se puede desarrollar un circuito equivalente reduciendo ambos devanados al mismo número de espiras, generalmente reduciendo el secundario al primario. Para que este nuevo transformador sea equivalente al original, deben conservarse las condiciones energéticas, es decir, la potencia activa y reactiva y su distribución entre los elementos del circuito secundario. [10] Las magnitudes relativas a este nuevo devanado se indican con los mismos símbolos del transformador real pero afectados con una tilde, como se muestra en la Figura 30, donde los valores de tensiones y corrientes se expresan en forma compleja. [10]

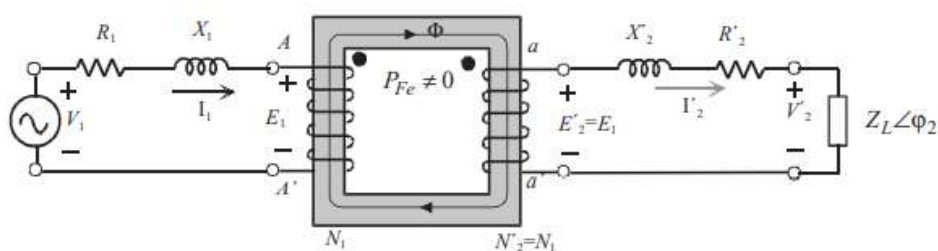


Figure 30: Circuito equivalente de un transformador real reducido al primario.

ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR

En vacío: El ensayo de vacío en un transformador se realiza en el lado secundario con el circuito abierto y aplicando el voltaje nominal al lado primario. Bajo esta condición, se obtiene una corriente de excitación que es un pequeño porcentaje de la corriente completa de carga (menor en transformadores grandes y mayor en transformadores pequeños). Se aplica el voltaje nominal para asegurar que la reactancia magnetizante opere a un nivel de flujo aproximado al que existiría bajo condiciones normales de operación. [12]

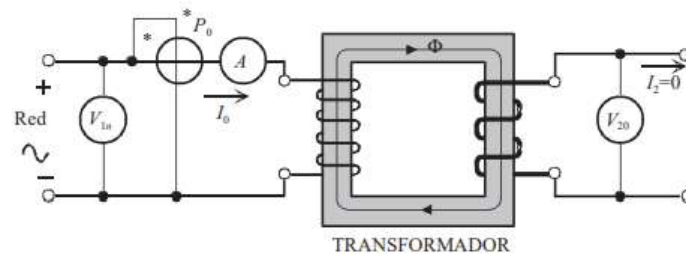


Figure 31: Esquema eléctrico del ensayo de vacío.

Como quiera que las pérdidas $R_0 I_0^2$ en vacío son despreciables (debido al pequeño valor de I_0), la potencia absorbida en vacío coincide prácticamente con las pérdidas en el hierro, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la Figura 32a, que se deduce del esquema general de la Figura 31b, al ser $I_2 = 0$. [12] De las medidas efectuadas puede obtenerse el factor de potencia en vacío, de acuerdo con la ecuación:

$$P_0 = V_{1n} I_0 \cos \varphi_0 = P_{Fe} \quad (20)$$

Debido al pequeño valor de la caída de tensión primaria en un transformador en vacío, se puede considerar que la magnitud V_{1n} coincide prácticamente con E_1 . [10] Esto resulta en el diagrama vectorial de vacío de la Figura 32b, en el que se ha tomado la tensión primaria como referencia de fases. En este esquema, las dos componentes de I_0 son calculadas a partir de las magnitudes y ángulos de los vectores representados. [10]

$$I_{Fe} = I_0 \cos \varphi_0 \quad (21)$$

$$I_M = I_0 \sin \varphi_0 \quad (22)$$

De donde pueden obtenerse ya los valores de los parámetros R_{Fe} y X_M :

$$R_{Fe} = \frac{V_1}{I_0} \quad (23)$$

$$X_M = \frac{V_1}{I_M} \quad (24)$$

Es decir, el ensayo de vacío permite determinar las pérdidas en el hierro del transformador y también los parámetros de la rama paralelo del circuito equivalente del mismo. [10] Del ensayo de vacío puede obtenerse también la relación de transformación, merced a que la tensión V_{1n} aplicada coincide prácticamente con E_1 , además la fem E_2 es igual a la tensión

medida en el secundario en vacío y que se denomina V_{20} . En consecuencia, se cumplirá de acuerdo con: [10]

$$m = \frac{N_1}{N_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{V_{1n}}{V_{20}} \quad (25)$$

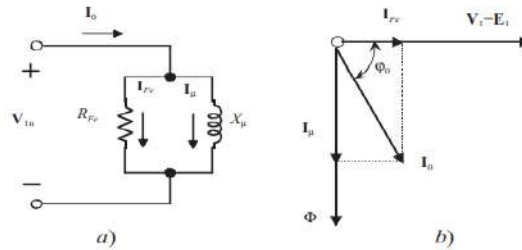


Figure 32: Circuito equivalente en vacío y diagrama fasorial correspondiente.

En cortocircuito: En el ensayo de cortocircuito de un transformador, generalmente se emplea el lado de alto voltaje como el primario por conveniencia. Debido a que la impedancia serie equivalente en un transformador común es relativamente pequeña, aplicar un voltaje primario dentro del rango del 10 al 15% o menos del valor nominal resultará en el valor nominal de la corriente. En este ensayo, se cortocircuita el devanado secundario y se aplica al primario una tensión que se eleva gradualmente desde cero hasta que circula la corriente asignada de plena carga por los devanados. [13] El esquema y los tipos de aparatos necesarios para realizar este ensayo se indican en la Figura 33. [11] [13]

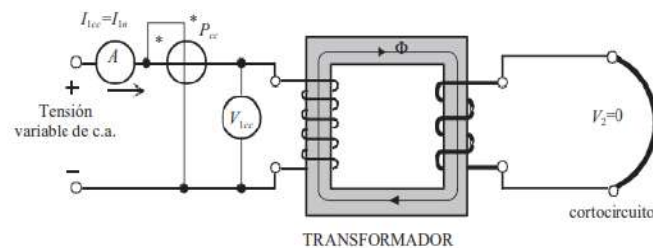


Figure 33: Circuito eléctrico del ensayo de cortocircuito.

En esta prueba, la tensión aplicada es solo una pequeña fracción de V_{1n} , lo que significa que el flujo en el núcleo es bajo y las pérdidas en el hierro son insignificantes. [10] La potencia absorbida en cortocircuito es igual a las pérdidas en el cobre, lo que concuerda con el circuito equivalente aproximado de la Figura 34a, que se obtiene del esquema general de la Figura 34b al ignorar la rama en paralelo debido al bajo valor de la corriente I_0 en comparación con I_{1n} . [10] A partir de las

mediciones realizadas, se puede calcular el fdp de cortocircuito utilizando la ecuación dada:

$$P_{cc} = V_{1cc} I_{1n} \cos \varphi_{cc} \quad (26)$$

Si en el circuito de la Figura 34a se toma la corriente como referencia, se obtiene el diagrama vectorial de la Figura 34b, del cual se deduce:

$$V_{Rcc} = R_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \cos \varphi_{cc} \quad (27)$$

$$V_{Xcc} = X_{cc} I_{1n} = V_{1cc} \sin \varphi_{cc} \quad (28)$$

y, en consecuencia:

$$R_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \cos \varphi_{cc} \quad (29)$$

$$X_{cc} = \frac{V_{1cc}}{I_{1n}} \sin \varphi_{cc} \quad (30)$$

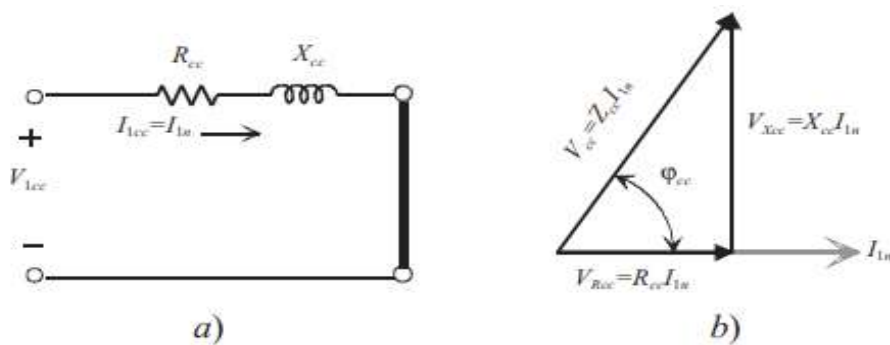


Figure 34: Circuito equivalente de cortocircuito y esquema fasorial de tensiones.

En resumen, la prueba de cortocircuito permite calcular los parámetros de la rama en serie del circuito equivalente del transformador, que se representan con los símbolos R_{cc} y X_{cc} . Es importante señalar que la prueba de cortocircuito determina la impedancia total del transformador, pero no proporciona información sobre cómo se distribuyen estos valores totales entre el primario y el secundario. [10]

CAIDA DE TENSIÓN EN UN TRANSFORMADOR

Imagínese un transformador siempre alimentado a la tensión nominal primaria U_{1n} . En vacío proporcionará la tensión secundaria nominal U_{2n} . Con el secundario a plena carga, y con un determinado factor de potencia (I_{2n} , $\cos \varphi_2$), la U_2 ya no es la nominal, se designa U_{2c} y se denomina *caída interna del transformador*:

$$\Delta U_2 = U_{2n} - U_{2c} \quad (31)$$

Esta caída de tensión se da en tanto por ciento:

$$\varepsilon_c(\%) = \frac{U_{2n} - U_{2c}}{U_{2n}} 100 \quad (32)$$

Efecto Ferranti: Aunque se hable de caída de tensión, cuando la carga es capacitiva, la tensión secundaria del transformador puede ser mayor que en vacío. En otras palabras, la caída de tensión es negativa. Este fenómeno se conoce como efecto Ferranti. Para una mejor comprensión, en la Figura 35 se muestran los diagramas de carga de un mismo transformador. [14]

- Con carga preponderantemente inductiva.
- Con carga predominantemente óhmica.
- Con carga básicamente capacitiva. [11]

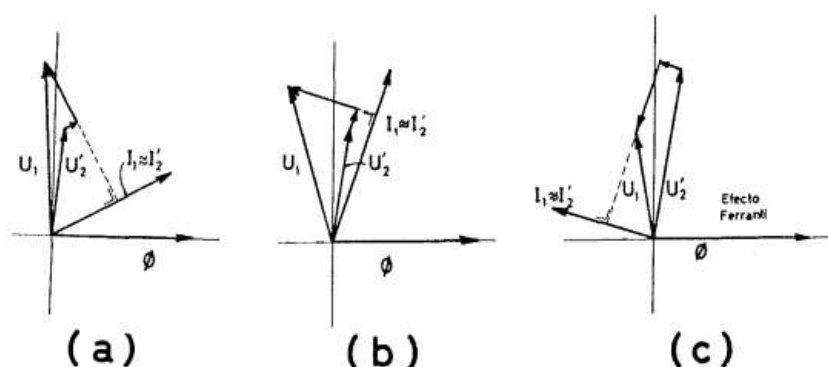


Figure 35: Diagrama fasorial de tensión de un transformador.

PÉRDIDA Y RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

En el texto de la obra, se admite que existen dos grupos fundamentales de pérdidas, y se hace abstracción, por razones didácticas, de otras de menor importancia.

Las pérdidas consideradas son:

Pérdidas en el hierro:

- **Por histéresis:** La fricción molecular produce este efecto, ya que las partículas más pequeñas del núcleo tienden a alinearse primero en una dirección y luego en la otra, a medida que el flujo cambia periódicamente. [14]

Supongamos que la sección transversal de un núcleo ferromagnético es A y su longitud es L y que está devanado con una bobina de N espiras. A medida que la corriente varía de $-I_m$ a $+I_m$ el flujo variará desde $-\Phi_m$ a $+\Phi_m$ como se muestra en la Figura 36. [14] En la curva ascendente ab, un cambio en la

excitación de Ni a $N(i+di)$ en el tiempo dt , se acompaña de un aumento en el flujo $d\phi$. [14] Esto induce una fem en el devanado de la siguiente manera:

$$e = -N \frac{d\phi}{dt} \quad (33)$$

Para mantener la corriente, debe haber una componente igual y opuesta a la tensión aplicada que compense la fem inducida. [14] Por lo tanto, la potencia instantánea proporcionada por el circuito de excitación es igual a $(-e)i$, lo que significa que la energía proporcionada en el tiempo dt es:

$$dW = (-e)idt = Ni d\phi \quad (34)$$

La energía consumida mientras el bucle es recorrido desde a hasta b es proporcional a la superficie rayada en la Figura 35, lo que significa que está representada por el área Oabp. [14] Cuando la excitación se reduce a cero, el flujo sigue la curva bc y disminuye mientras la corriente mantiene su sentido original. [14] La fem inducida cambia de signo, lo que hace que la energía regrese al lugar de alimentación en una cantidad proporcional al área bcp. [14] Si seguimos el bucle punto por punto hasta llegar al punto de partida, la energía neta consumida por ciclo completo está representada por el área encerrada por el bucle, es decir: [14]

$$W = \int_{-\Phi_m}^{+\Phi_m} Ni d\Phi \quad (35)$$

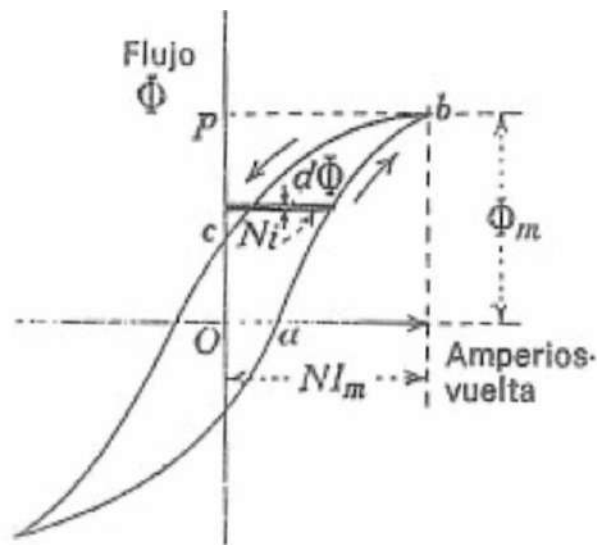


Figure 36: Bucle de histéresis.

La integral en la ecuación (35) no puede resolverse mediante métodos matemáticos, ya que se desconoce la relación funcional entre las variables.

Sin embargo, mediante experimentación, Charles P Steinmetz descubrió que el área del bucle de histéresis suele ser proporcional a B_m^x . En los experimentos de Steinmetz con acero dulce, el valor de x era de 1,6. [14]

- **Corrientes parásitas:** En la Figura 37a se muestra una bobina enrollada sobre un núcleo de hierro macizo. Cuando se alimenta la bobina con corriente alterna, se produce un campo magnético alterno de inducción $B_z = B_m \cos(\omega t)$ que atraviesa toda la masa de hierro en el sentido del eje Z (eje de la bobina), según la ley de Ampere. [10] [15] Según la ley de Faraday, esto genera unas fems inducidas en el material, que provocan corrientes parásitas en el hierro. Aunque la conductividad del hierro es pequeña en comparación con la del cobre, las fems inducidas provocan corrientes de circulación en la masa del hierro. [10] [13] Estas corrientes son conocidas como **Corrientes de Foucault** (Eddy currents o corrientes de remolino). [10] [13]

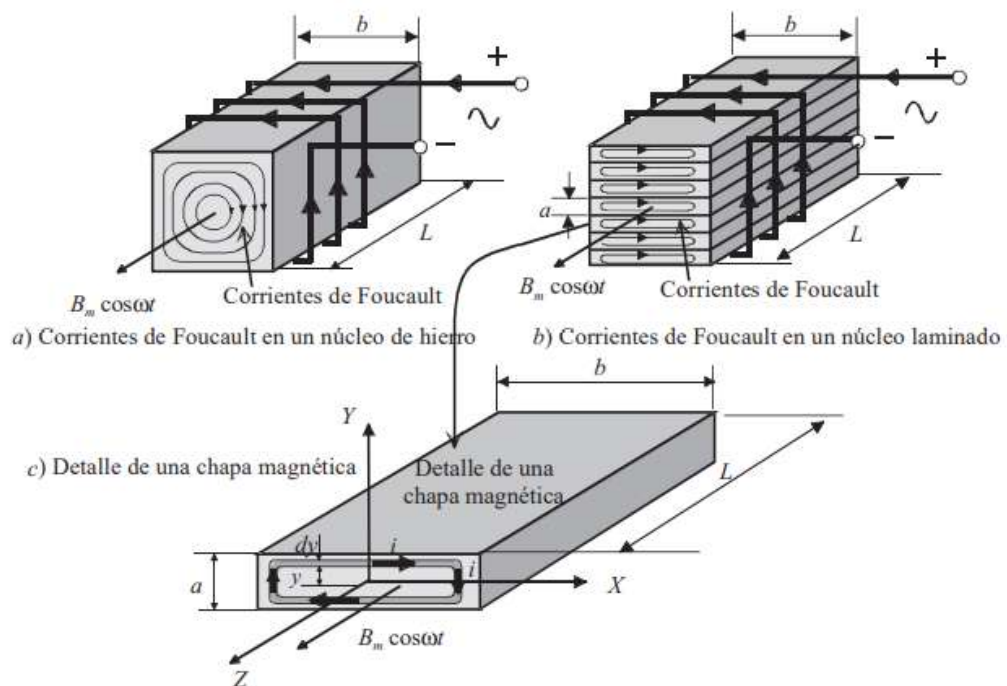


Figure 37: Corrientes de Foucault en las masas y chapas de hierro.

En la Figura 37a, las Corrientes de Foucault se representan mediante círculos concéntricos en planos perpendiculares al flujo inductor. Estas corrientes circulan en un sentido tal que el flujo que producen se opone

(según la ley de Lenz) al flujo inductor de la bobina. [14] Estas corrientes pueden causar grandes pérdidas de potencia y calentamiento de los núcleos. Para prevenir estas pérdidas, el hierro utilizado en los circuitos magnéticos suele estar laminado en forma de chapas magnéticas de pequeño espesor, como se muestra en la Figura 37b. El plano de las chapas es paralelo al flujo, lo que confina las corrientes parásitas a trayectorias de sección transversal pequeña. En la Figura 37c se muestra una de estas chapas de dimensiones transversales $a \times b$ (donde $a < b$) y profundidad L , atravesada por el campo magnético $B_z = B_m \cos(\omega t)$. [14] [15]

Pérdidas en el cobre (por efecto Joule) I^2R : la resistencia de un conductor de cobre es directamente proporcional a su longitud l e inversamente proporcional a su sección a , de acuerdo con la fórmula:

$$R = \vartheta \frac{l}{a} \quad (36)$$

Donde ϑ , es la resistividad del cobre o el material conductor y está dada en 1 unidad de longitud y sección. La resistividad, a su vez, está relacionada con la temperatura del conductor:

$$\vartheta = \vartheta_0 \left(1 + \frac{T}{234,5}\right) \quad (37)$$

La resistencia del devanado es directamente proporcional a la temperatura, por lo que la mayor parte de las pérdidas I^2R aumentan con la temperatura. [14]

No obstante, es útil proceder a un examen más detenido y desarrollar las pérdidas no consideradas en la sección anterior.

Armónicos en vacío: En la práctica, por razones de economía, se suele trabajar con valores de $B(\phi)$ en el codo de saturación. Por lo tanto, la corriente de vacío (o de excitación) de los transformadores suele tener una forma en campana, más o menos pronunciada. En la Figura 38 se muestra una semionda que se considera como fundamental, junto con una tercera armónica en una posición relativa determinada. Si sumamos las ordenadas de ambas senoides, obtenemos una curva en campana. [14] [11]

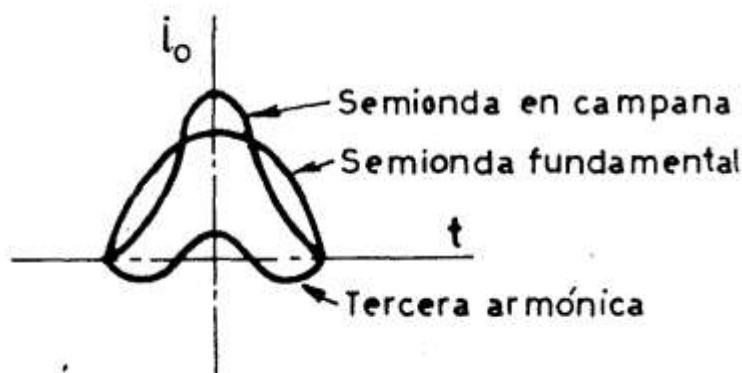


Figure 38: Análisis armónico de la curva H-B.

No se puede afirmar con certeza que la curva en campana de la Figura 26 esté compuesta simplemente por la suma de una senoide fundamental (con el período T de las funciones u_1 , e_1 , ϕ) y una tercera armónica. El análisis armónico de dicha curva dependerá de la característica H-B y de si se trabaja más o menos en la zona de saturación. Sin embargo, se puede suponer que si i_0 adopta claramente una forma en campana, su análisis armónico proporcionará una onda fundamental y una tercera armónica como términos más pronunciados, además de otras armónicas de orden superior⁹. [11]

Tercera armónica 10/60%

Quinta armónica 0/30%

Séptima armónica 0/20%

Pérdidas por ensayo en vacío: Las pérdidas en el ensayo en vacío pueden ser causadas por histéresis y corrientes parásitas (Foucault) en el núcleo, así como en otros elementos, y también por imperfecciones constructivas (como rebabas de corte en las chapas). También pueden ser causadas por el efecto Joule debido a la corriente de vacío. [11] Las pérdidas por histéresis dieléctrica y por conducción del aislamiento (por perditancia) son prácticamente despreciables a las frecuencias industriales, al igual que las pérdidas por los valores limitados de las ξ de trabajo requeridos por la seguridad. En resumen, las pérdidas del ensayo en vacío son

⁹ En cambio, no existirán armónicas pares, en virtud de la simetría de semionda. Véase Análisis de Fourier y cálculo operacional aplicados a la electrotecnia, Enrique Ras.

prácticamente iguales a las pérdidas en el hierro y se conocen como pérdidas fijas. [11]

Pérdidas por ensayo en cortocircuito: Las pérdidas en el ensayo de cortocircuito pueden ser causadas por el efecto Joule debido a la corriente de plena carga, así como por corrientes parásitas (de Foucault) en los conductores debido a los flujos alternos que los atraviesan (efectos superficiales y de proximidad). También pueden ser causadas por histéresis y corrientes parásitas en el núcleo, debido al débil flujo alterno característico de este ensayo (3/15% del de vacío), así como en diversos elementos constructivos ferromagnéticos o simplemente conductores, por pérdidas por histéresis y corrientes parásitas (debidas a flujos de dispersión, análogos a los de plena carga). [11]

Eficiencia del transformador

Los transformadores también se evalúan y comparan en función de su eficiencia. La eficiencia de un dispositivo se define mediante la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} \times 100\% \quad (38)$$

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{pérdidas} + P_{salida}} \times 100\% \quad (39)$$

Los circuitos equivalentes del transformador son útiles para calcular su eficiencia. [16] En los transformadores, se consideran dos tipos de pérdidas:

- Pérdidas en el cobre P_{Cu} (variables).
- Pérdidas en el hierro P_{Fe} (fijas).

Para calcular la eficiencia de un transformador con una carga dada, simplemente sume las pérdidas de cada resistor y aplique la ecuación (39). [16] La potencia de salida se calcula de la siguiente manera:

$$P_{salida} = V_s I_s \cos \theta_s \quad (40)$$

la eficiencia del transformador se expresa como:

$$\eta = \frac{V_s I_s \cos \theta_s}{P_{Fe} + P_{Cu} + V_s I_s \cos \theta_s} \times 100\% \quad (41) [16]$$

CAPÍTULO 4: ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

RAZONES PARA LA OPERACIÓN EN PARALELO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- Cuando las capacidades de generación son muy elevadas y se requerirá un transformador demasiado grande.
- Para lograr un incremento en la capacidad de una instalación, frecuentemente se presenta el aumento de carga, por lo que es necesario aumentar la capacidad. En vez de comprar un transformador más grande, se instala en paralelo con el ya existente otro de capacidad igual a la nueva demanda; esto resulta económicamente más conveniente.
- Para dar flexibilidad de operación a un sistema. [17]

CONEXIÓN DEL DEVANADO DEL TRANSFORMADOR

Las conexiones de los arrollamientos se realizan comúnmente de las siguientes formas:

- **Estrella:** En la conexión en forma de estrella, los extremos de los arrollamientos con la misma polaridad se unen en un solo punto. [18] [19]

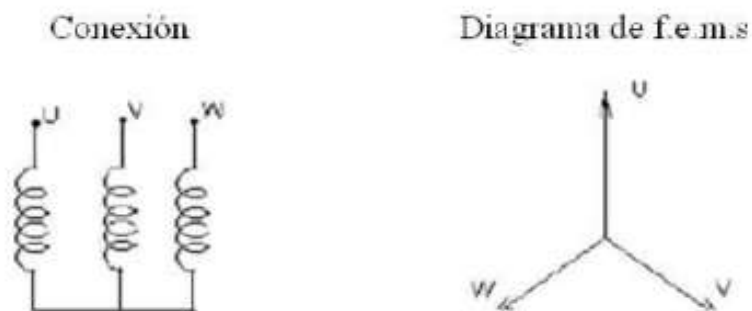


Figure 39: Conexión estrella.

- **Triángulo:** En la conexión en forma de triángulo, los extremos de polaridad opuesta de cada arrollamiento se unen sucesivamente hasta cerrar el circuito. [18] [19]

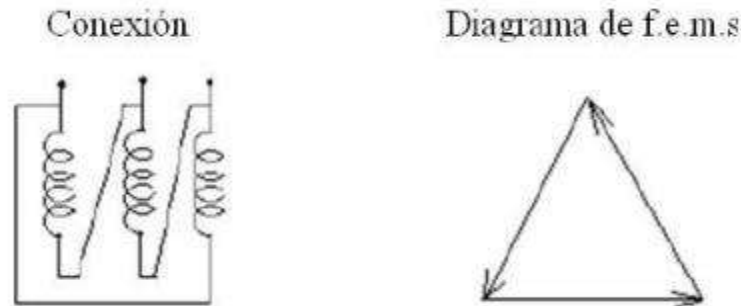


Figure 40: Conexión triángulo.

- **Zig-Zag:** En la práctica, esta conexión se utiliza solo en el lado de menor tensión. Implica dividir en dos partes iguales los arrollamientos secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un orden cíclico determinado. [18] [19]

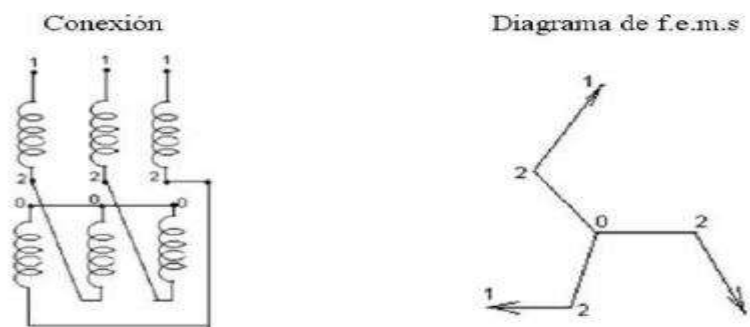


Figure 41: Conexión Zig-Zag.

ÍNDICE HORARIO

El índice horario es la diferencia angular entre la tensión primaria y su correspondiente tensión secundaria. [19] Se expresa en términos de la posición de las agujas del reloj, donde las diferencias entre horas son de 30° . [19] Por convención, la tensión primaria se coloca en la hora 12 y la secundaria en el múltiplo de 30 que corresponda. [18] [19] La hora resultante indica el índice horario, es decir, el desfase entre las tensiones primarias y secundarias. Por ejemplo, un transformador con índice horario 5 tendría un desfase entre la tensión primaria y secundaria de 150° . [18] [19]

SECUENCIA DE FASES

La secuencia de fases se refiere al orden en el que los vectores rotan. Es la sucesión temporal de los máximos de los parámetros eléctricos, como la tensión o la intensidad, en las tres fases de un sistema. [19] Esto determina el sentido de rotación del diagrama vectorial. Los transformadores con secuencias opuestas, es decir, con diagramas vectoriales que giran en sentido contrario, no pueden conectarse en paralelo. Aunque los vectores de tensión secundaria puedan coincidir en un momento dado, incluso si son del mismo grupo de conexión, en el siguiente instante comenzarán a desplazarse y aparecerán diferencias de potencial entre las fases homólogas. Por lo tanto, es necesario que los transformadores tengan diagramas vectoriales que giren en el mismo sentido. [18] [19]

REQUISITOS PARA EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Transformadores monofásicos: Para conectar transformadores en paralelo, es necesario cumplir ciertos requisitos para evitar problemas. Si no se cumplen estos requisitos indispensables, se podría producir un cortocircuito. Estos son los requisitos indispensables para la conexión en paralelo de transformadores:

- Las tensiones del secundario deben estar en fase.

Además de los requisitos indispensables, hay otros requisitos que, aunque no son esenciales para evitar un cortocircuito o para que la conexión funcione, son recomendables para que la conexión funcione de la mejor manera posible:

- Misma relación de transformación (para evitar corrientes circulantes).
- Misma tensión de cortocircuito (para que haya una repartición equitativa de cargas). [17]

Transformadores trifásicos: Los transformadores trifásicos pueden conectarse en diferentes configuraciones e índices horarios, como delta, estrella o zig-zag. [20] Para conectarlos en paralelo, es necesario que las tensiones del secundario estén en fase, lo que implica que tengan el mismo índice horario. El índice horario indica el desfase entre la tensión del primario y la del secundario. [20] Hay grupos de índices horarios compatibles, lo que significa que se puede pasar de uno a otro haciendo ciertos cambios en las conexiones. [20] Por lo tanto, para conectar

transformadores en paralelo, deben tener el mismo índice horario o índices equivalentes, y se deben hacer los cambios necesarios en las conexiones para evitar desfases entre las tensiones de los secundarios y, por consiguiente, un cortocircuito. Lo mismo ocurre con la secuencia de fase: los transformadores que se conecten en paralelo deben tener la misma secuencia de fase para evitar un cortocircuito. Las condiciones para el acoplamiento de transformadores trifásicos son las siguientes. [20]

- Todos los requisitos para transformadores monofásicos.
- Es necesario que los desfases entre las tensiones secundarias y las tensiones del primario sean iguales en los transformadores que se van a acoplar. Si los desfases son diferentes, no se pueden conectar en paralelo.
- Para conectar transformadores en paralelo, es necesario que el sentido de rotación de los vectores que representan las tensiones secundarias sea el mismo en todos los transformadores que se van a acoplar. Si el sentido de rotación varía en algún transformador, no se podrá realizar el acoplamiento.

Los desfases entre las tensiones primarias y secundarias son siempre cero o múltiplos de 30° . Para simplificar, se utiliza una designación especial llamada expresión horaria. Considerando que un reloj está dividido en 12 partes, cada una equivalente a un ángulo de 30° , el desfase puede indicarse por el ángulo que forman las agujas del reloj al marcar horas exactas. [20] La aguja minutería, que representa la tensión primaria V_1 , siempre se sitúa en las 12 horas, mientras que la aguja horaria, que representa la tensión secundaria V_2 , indica el desfase. El número que representa la hora exacta se denomina índice de conexión o índice horario. [20] Al conectar transformadores en paralelo, solo pueden conectarse los transformadores del grupo I con los del grupo II, ya que solo deben conectarse aquellos transformadores que tienen el mismo índice horario o índices horarios desfasados en 180 grados (para conectarlos, se debe invertir la conexión de los extremos de los devanados primarios o secundarios de uno de ellos). [20]

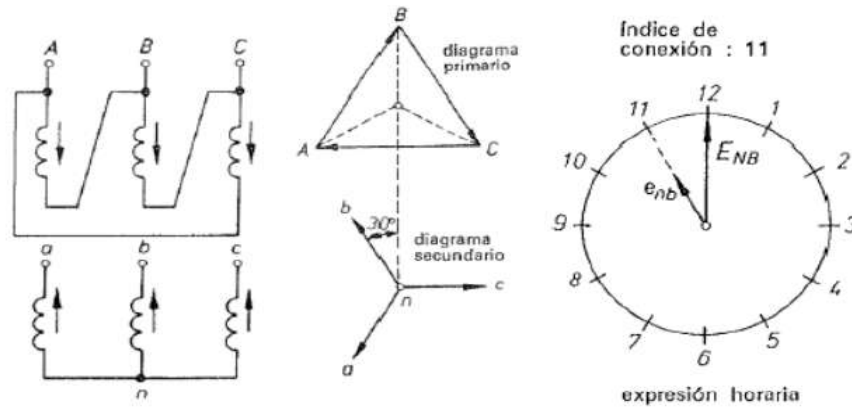


Figure 42: Ejemplo de conexión Dy11.

1	2	3	4	5	6	7	8
Identificación	Diagrama	Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	Antigua denominación V.D.E.
		A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3

Figure 43: Tabla de índices horarios más comunes.

Según normas C.E.I se tienen cuatro grupos de índices los cuales son:

- Grupo I: índices horarios 0-4-8.
- Grupo II: índices horarios 2-6-10.
- Grupo III: índices horarios 1-5.
- Grupo IV: índices horarios 7-11. [20]

También es posible conectar transformadores que tienen diferentes índices horarios pero que pertenecen al mismo grupo. En este caso, solo se debe tener cuidado de conectar las tensiones que están en fase, es decir, se pueden conectar transformadores con índices horarios que difieren en 4 horas. Por ejemplo, un transformador del grupo 3 puede conectarse en paralelo con otro del grupo 4, intercambiando en uno de ellos la conexión a la red de dos terminales del primario y la de otros dos de la red secundaria que no pertenecen a las mismas columnas. Esto se puede ver en la siguiente figura.

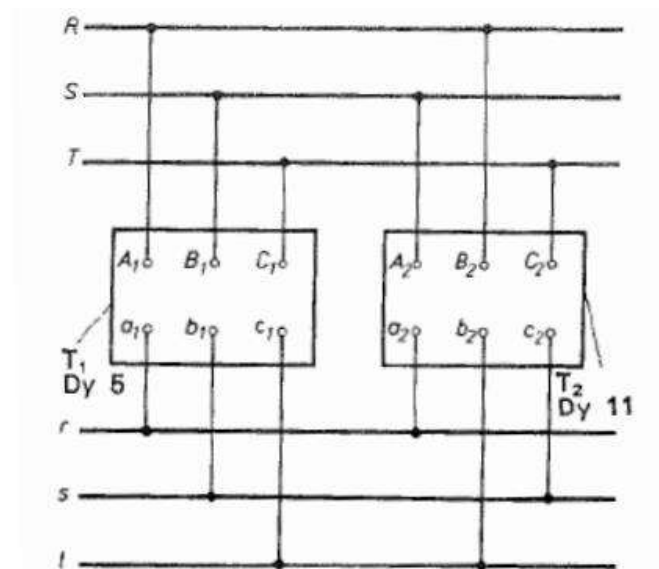


Figure 44: Conexión paralelo de transformadores trifásicos con distintos índices horarios.

REPARTICIÓN DE CARGA

Se supone que dos transformadores A y B están conectados en paralelo. En la Figura 45 se puede ver el circuito equivalente referido al secundario (los puntos indican que son cantidades fasoriales). [20]

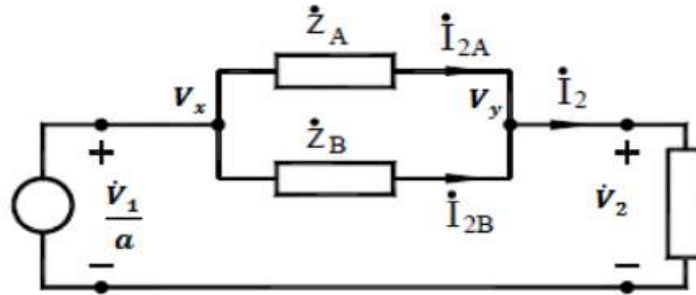


Figure 45: Circuito equivalente referido al secundario.

Si se analiza la caída de tensión en cada rama de la conexión en paralelo en el circuito anterior, se obtiene lo siguiente. [20]

$$V_{xy} = \frac{V_1}{a} - V_2 = I_{2A} \times Z_A = I_{2B} \times Z_B \quad (42)$$

$$V_{xy} = \frac{Z_A \times Z_B}{Z_A + Z_B} I_2 \quad (43)$$

Z_A y Z_B son las impedancias nominales de los transformadores A y B, se pueden utilizar para conocer cómo se distribuye la corriente en cada transformador en función de su impedancia, haciendo uso de las dos ecuaciones mencionadas anteriormente. [20]

$$I_{2A} = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} I_2 \quad (44)$$

$$I_{2B} = \frac{Z_A}{Z_A + Z_B} I_2 \quad (45)$$

Mediante el uso de diagramas fasoriales, se puede analizar el comportamiento de la conexión en los diferentes casos que pueden presentarse en las impedancias de cortocircuito de cada uno de los transformadores que conforman el arreglo en paralelo. [20]

El diagrama fasorial de transformadores con igual ángulo en sus impedancias y carga de naturaleza inductiva. $\phi_{Acc} = \phi_{Bcc}$, se representa en la Figura 46.

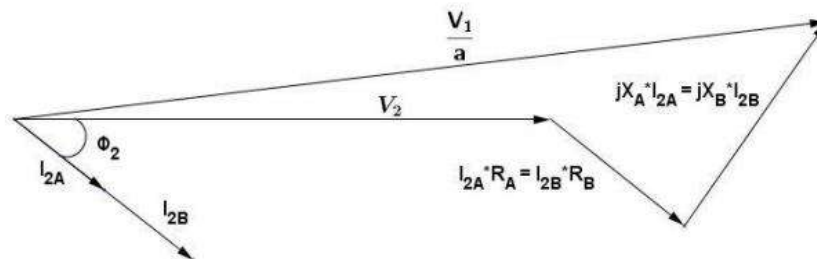


Figure 46: Diagrama fasorial ángulos de impedancias iguales.

En el análisis se puede ver que, si hay diferencias en la parte resistiva y la parte inductiva de la impedancia de cortocircuito, es decir, si las magnitudes de las impedancias son diferentes, la distribución de corriente en cada transformador dependerá del valor de la magnitud de la impedancia. El transformador con menor magnitud de impedancia será el que proporcione más corriente. El siguiente caso a analizar es cuando los transformadores tienen impedancias de cortocircuito con ángulos diferentes. [20]

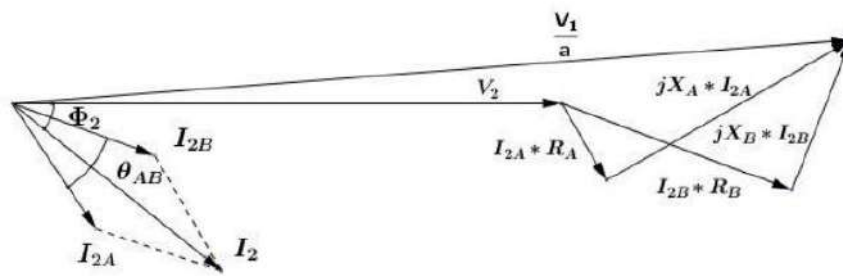


Figure 47: Diagrama fasorial distinto ángulo de impedancias.

Al analizar este caso, se puede ver que cuando las impedancias de cortocircuito son diferentes en magnitudes y ángulos, la corriente que cada transformador proporciona dependerá de la magnitud de su impedancia, proporcionando más corriente el que tenga una impedancia de menor magnitud. También puede ocurrir que la magnitud sea la misma pero el ángulo sea diferente, en cuyo caso las corrientes se distribuirán equitativamente entre los transformadores, como se muestra en la Figura 48.

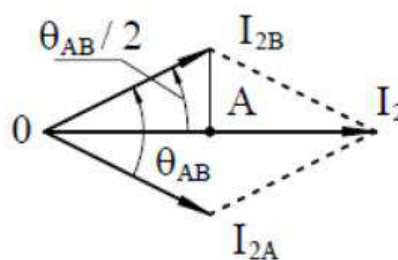


Figure 48: Impedancias iguales en magnitud.

La corriente resultante se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$I_2 = 2 \times OA = 2 \times I_{2B} \cos \frac{\theta_{AB}}{2} \quad (46)$$

Otra manera de calcular la carga de potencia de cada transformador es mediante el análisis de las ecuaciones utilizadas para calcular la potencia aparente de cada uno:

$$S_A = \frac{V_1}{a} I_{2A} \quad (47)$$

$$S_B = \frac{V_1}{a} I_{2B} \quad (48)$$

Al relacionar las ecuaciones 47, 48 y se sustituyen I_{2A} e I_{2B} , se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{S_A}{I_{2A}} = \frac{S_B}{I_{2B}} = \frac{\frac{S_A}{Z_{Bcc}}}{\frac{Z_{Acc} + Z_{Bcc}}{Z_{Acc} + Z_{Bcc}}} I_2 = \frac{\frac{S_B}{Z_{Acc}}}{\frac{Z_{Acc} + Z_{Bcc}}{Z_{Acc} + Z_{Bcc}}} I_2 \quad (49)$$

$$\frac{S_A}{S_B} = \frac{Z_{Bcc}}{Z_{Acc}} \quad (50)$$

La potencia de cada transformador depende del inverso de su valor de impedancia. Si la impedancia de A es mayor que la de B, la potencia que entregará A será menor que la de B. Por eso, se busca que las impedancias sean iguales para evitar sobrecargar uno de los transformadores. Al analizar el índice de carga y la tensión de cortocircuito, también se pueden obtener conclusiones sobre cómo los transformadores en paralelo aportan carga. En la Ecuación 51 se puede ver el índice de carga. [20]

$$C = \frac{I_2}{I_{1n}'} \quad (51)$$

$$\varepsilon_{cc} \% = \frac{V_{cc}}{V_{1n}} 100 = \frac{Z_{cc} \times I_{1n}'}{V_{1n}} 100 \quad (52)$$

Retomando la ecuación 42, se tiene lo siguiente:

$$I_{2A} \times Z_{Acc} = I_{2B} \times Z_{Bcc} \quad (53)$$

$$C_A \times I_{1An}' \times \frac{\varepsilon_{Acc} \% \times V_{1n}}{100 \times I_{1An}'} = C_B \times I_{1Bn}' \times \frac{\varepsilon_{Bcc} \% \times V_{1n}}{100 \times I_{1Bn}'} \quad (54)$$

$$C_A \times \varepsilon_{Acc} \% = C_B \times \varepsilon_{Bcc} \% \quad (55)$$

$$\frac{C_A}{C_B} = \frac{\varepsilon_{Bcc} \%}{\varepsilon_{Acc} \%} \quad (56)$$

Si las tensiones de cortocircuito de los transformadores no son iguales, el transformador con menor tensión de cortocircuito entregará más potencia y podría quedar sobrecargado. Las tensiones de cortocircuito utilizadas en las ecuaciones anteriores son para el caso en el que se pueden asumir ángulos de impedancias iguales y, por lo tanto, solo trabajar con magnitudes. Si la relación de transformación de los transformadores no es igual, habrá una corriente circulante que se puede analizar en el siguiente circuito. [20]

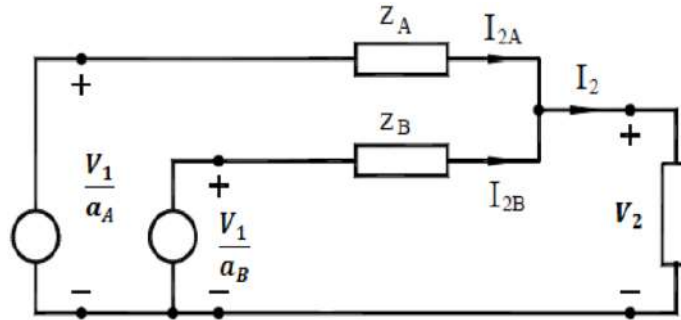


Figure 49: Modelo con distinta relación de transformación.

$$V_2 = \frac{V_1}{a_A} - Z_A \times I_{2A} \quad (57)$$

$$V_2 = \frac{V_1}{a_B} - Z_B \times I_{2B} \quad (58)$$

$$I_A = I_{2A} + I_{2B} \quad (59)$$

$$I_{2A} = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} I_2 + \frac{\frac{V_1}{a_A} - \frac{V_1}{a_B}}{Z_A + Z_B} = I_{2A}^* + I_{c2} \quad (60)$$

$$I_{2A} = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} I_2 - \frac{\frac{V_1}{a_A} - \frac{V_1}{a_B}}{Z_A + Z_B} = I_{2B}^* - I_{c2} \quad (61)$$

A partir de las ecuaciones, se puede ver que los transformadores tendrán dos componentes de corriente: una componente debida a la carga, I_{2A}^* e I_{2B}^* , y otra componente debida a la diferencia de relaciones de transformación, I_{c2} . Por lo tanto, se puede concluir que la corriente circulante se sumará al transformador con menor relación de transformación. En la Figura 50 se muestra el diagrama fasorial que se forma cuando hay una diferencia en la relación de transformación entre los transformadores que se van a conectar en paralelo.

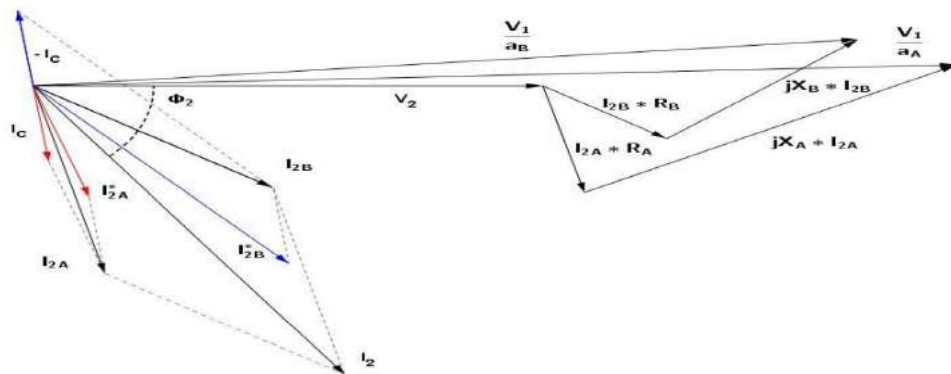


Figure 50: Diagrama fasorial cuando las relaciones de transformación son diferentes.

FORMACIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE

Cuando se conectan transformadores en paralelo cuyas tensiones en vacío no son las mismas, la diferencia de potencial que se genera causa que haya una corriente a través de los devanados de los transformadores conectados en paralelo. Dicha corriente es independiente de la carga y se conoce como corriente circulante, que puede verse también en forma de potencia circulante, la cual normalmente tiene naturaleza reactiva, por lo que se mide en kVAR.

La diferencia de potencial se da porque las tensiones de los transformadores no son iguales ya sea en fase o en magnitud.

La magnitud y el ángulo de la corriente circulante están determinados por las impedancias de cortocircuito de los transformadores.

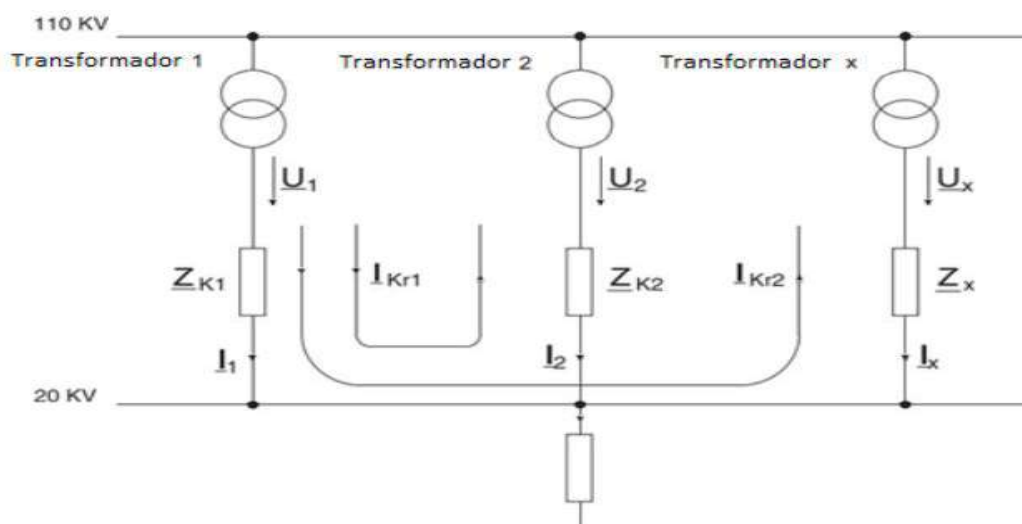


Figure 51: Circuito equivalente de conexión en paralelo de x transformadores, donde se puede ver la formación de corrientes circulantes.

En la Figura 51 puede verse que $U_1 > U_2, U_x$ pues las corrientes que circulan se generan a partir de U_1 . [20] Las corrientes circulantes están representadas por el nombre I_{Kr1}, I_{Kr2} e I_{Krx} . [20] El valor de la corriente circulante puede obtenerse según la Ecuación 62:

$$I_{Kr} = \frac{U_1 - U_2}{Z_{k1} + Z_{k2}} \quad (62)$$

Una posición diferente en los TAP de los transformadores puede causar corrientes circulantes no deseadas. En la figura 52, se muestra una conexión de dos transformadores en paralelo conectados a diferentes cargas y fuentes. A, B, C y D son

interruptores que pueden cambiar el comportamiento del sistema al abrirse o cerrarse. Con todos los interruptores cerrados, se tiene una conexión en paralelo normal con ambos transformadores alimentados desde la misma fuente y suministrando la potencia necesaria a las cargas conectadas. Si los transformadores no están correctamente ajustados y hay diferencias significativas en sus relaciones de transformación, se produce una corriente circulante (en este caso, se debe ajustar el TAP con el cambiador de TAP LTC).

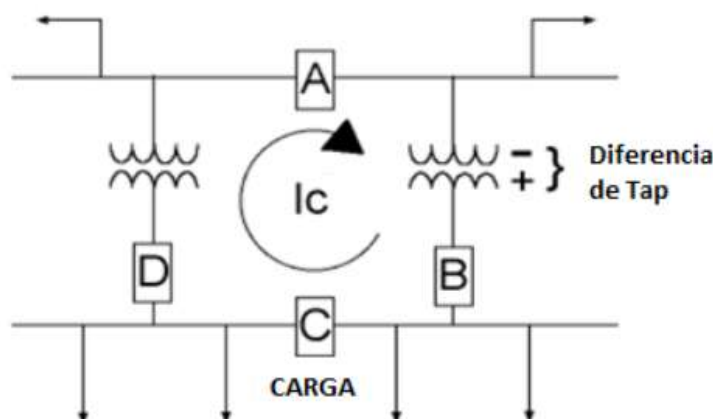


Figure 52: Corriente circulante en transformadores en paralelo.

Si se abre el interruptor C, la conexión en paralelo ya no existiría, ya que cada transformador alimentaría a su carga de forma independiente. Si se abre el interruptor B o el D, también se tendría una operación independiente, pero solo un transformador manejaría todas las cargas, teniendo una corriente el doble de la que se tenía anteriormente (suponiendo que ambos transformadores reparten la carga por igual). Esto debe tenerse en cuenta en el diseño, que es típico de configuraciones confiables que cumplen con el criterio n-1. Si se abre el interruptor A, se tendría una operación en paralelo, pero con los transformadores alimentados desde diferentes fuentes, lo que podría causar problemas en el comportamiento de la conexión, ya que la tensión en el primario puede no ser la misma, afectando la tensión del secundario y generando tensiones diferentes que provocan una corriente circulante. [20]

TRANSFORMADOR LTC

Los transformadores con cambiador de tomas bajo carga, también conocidos como transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga, tienen la capacidad de

realizar cambios de TAP mientras están en carga. Estos transformadores representan una técnica para compensar las diferencias en los parámetros de los devanados de los transformadores conectados en paralelo al utilizarse con alguno de los métodos de compensación. Un TAP es un punto de conexión en el devanado del transformador, ya sea en el primario o en el secundario. Estos puntos de conexión permiten variar el número de espiras de la bobina, lo que permite tener un transformador con una relación de transformación variable.

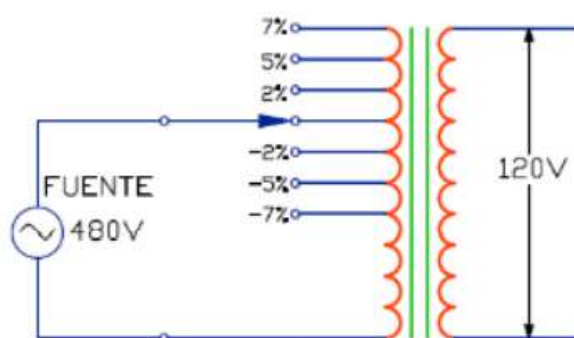


Figure 53: TAP's en lado primario de transformador monofásico.

La Figura 53 muestra que las derivaciones existentes en el lado primario permiten variar la tensión del primario en un porcentaje de $\pm 7\%$. Los transformadores LTC son muy útiles para regular la tensión, cambiando la relación de transformación. Esto debe ser controlado adecuadamente, ya que, si no se sincronizan los cambios de TAP al conectar los transformadores en paralelo, se pueden producir problemas. Los transformadores LTC son indispensables para regular la tensión o el desplazamiento de fase de los transformadores. Hay transformadores LTC de resistencia y de reactor. Los LTC de resistencia se instalan dentro del tanque del transformador (in tank-LTC), y los LTC de reactor se colocan en un compartimento separado, soldado al tanque del transformador. El cambiador de TAP modifica la relación de transformación de la máquina al agregar o quitar vueltas a las espiras del primario o secundario del transformador.¹⁰.

¹⁰ Generalmente son instalados en el lado primario por la característica de tensión y corriente del transformador que hace que los componentes sean menos robustos. Los transformadores reales tienen un rango de variación de $\pm 10\%$.

Los transformadores LTC son muy importantes porque permiten cambiar el TAP sin desconectar la carga. Su diseño consiste en conectar el siguiente TAP antes de desconectar el anterior, lo que se conoce como “make before break”. [20]

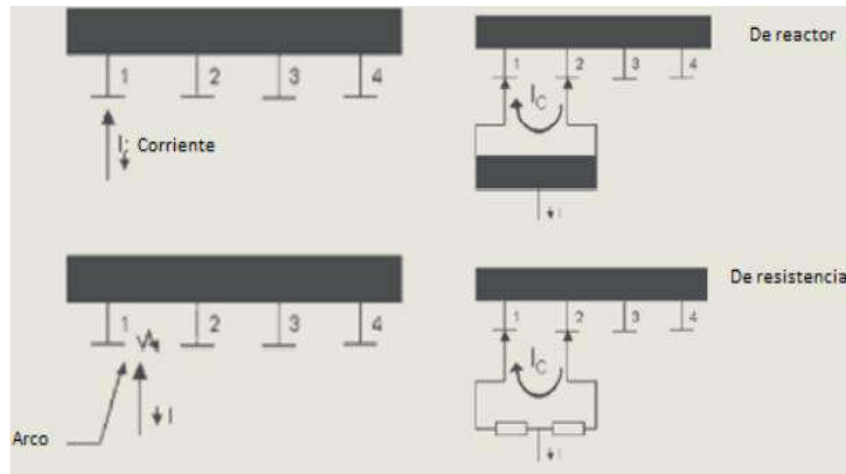


Figure 54: Proceso de conmutación de cambiador de TAP.

En la Figura 54, se muestra que al cambiar el TAP en un transformador, normalmente se desconecta la carga y se produce un arco entre los contactos. Sin embargo, en el caso de un LTC, ya sea de reactor o de resistencia, la carga no se desconecta al realizar el cambio de TAP. Esto se logra mediante el uso de una impedancia de transición que conecta a otro TAP y evita un cortocircuito al puenteando los TAP's. Esta impedancia de transición permite transferir la carga entre los TAP sin cambios apreciables en la carga y limita la corriente (I_c) que circula cuando ambos TAP están conectados al mismo tiempo. Los cambiadores de TAP son la parte móvil del transformador y están expuestos al desgaste o envejecimiento. Por lo general, están inmersos en aceite o gas aislante en un compartimiento externo al tanque del transformador para evitar la contaminación del aceite o aislante debido a los arcos generados en la conmutación. Las fallas del LTC representan el 40% de las fallas del transformador. [20]

Hay varios arreglos posibles para los cambiadores de TAP, pero todos los diseños contienen componentes esenciales para su correcto funcionamiento. Estos componentes aseguran que al cambiar el TAP, la carga no se desconecte y que no se produzca un cortocircuito. Algunos de los arreglos posibles incluyen arreglos

lineales, arreglos en reversa (que permiten agregar o restar vueltas dependiendo de la posición de un selector), entre otros que se pueden ver en la Figura 55. [20]

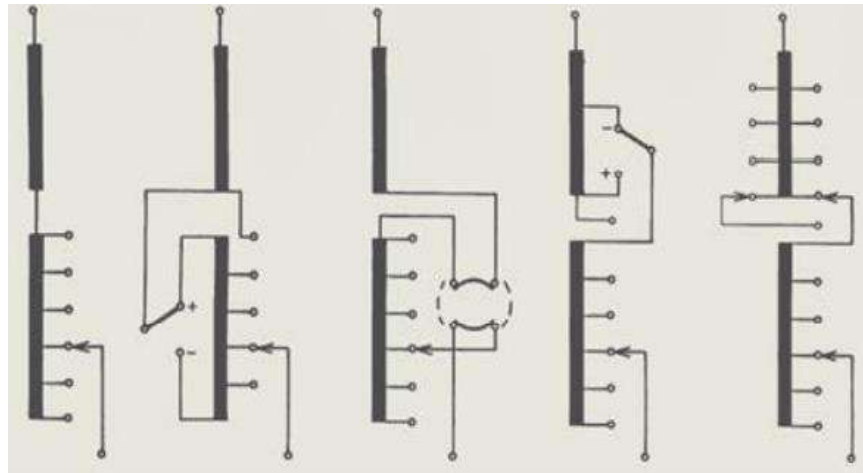


Figure 55: Arreglos de cambiadores de TAP bajo carga.

Pueden identificarse los siguientes componentes importantes:

1. **Switch selector:** Los cambiadores de TAP permiten seleccionar la posición física en el bobinado del transformador del TAP que se desea utilizar. Es importante que, al utilizar este dispositivo, se evite desconectar la carga. [20]
2. **Reactor:** En general impedancia de transición. Evita que la corriente deje de transmitirse a la carga y que se cree un cortocircuito entre los TAP que se conectan con el switch selector. El reactor incrementa la impedancia entre los dos TAP conectados en un punto (dos tensiones diferentes) y limita la corriente de cortocircuito producida por la diferencia de tensiones. En condiciones normales (un solo TAP seleccionado) la corriente que fluye en la bobina del reactor es la misma en ambas mitades y por tanto el flujo se anula, no teniendo flujo resultante en el reactor. Si no hay flujo resultante no hay inductancia y por tanto no se tendrán caídas de voltaje debido al reactor cuando se opera normalmente. Hay una pequeña caída debida solamente a la resistencia de la bobina, pero es despreciable. Cuando se da un cambio de TAP (hay dos TAP seleccionados al mismo tiempo) se genera una corriente circulante en el reactor debida a la diferencia de tensiones en

los TAP. Dicha corriente genera el flujo que hace que exista la inductancia que ayudará a limitar la corriente de cortocircuito. [20]

3. **Switch de vacío:** Un cambiador de TAP funciona como un interruptor o circuit breaker, abriendo o cerrando el paso de la corriente durante el cambio del TAP. Esto permite que la carga no sea desconectada durante el proceso. [20]
4. **Switch de bypass:** Un cambiador de TAP opera durante el cambio de TAP. El mecanismo utilizado para realizar los cambios es controlado por motores y puede ser automático, controlado remotamente (por ejemplo, a través de SCADA) o manual en caso de fallo. Esto permite que el proceso de cambio de TAP sea flexible y adaptable a diferentes situaciones. [20]

Para seleccionar un cambiador de TAP de carga (LTC), es importante tener en cuenta ciertos criterios e información del transformador para el que operará. Algunos de los factores más importantes a considerar son:

- Capacidad en MVA.
- Conexión del bobinado (estrella, delta, etc).
- Tensión nominal y regulación de voltaje.
- Número de posiciones de TAP.
- Nivel de aislamiento.

Con la información del transformador, se pueden seleccionar características importantes del cambiador de TAP de carga (LTC) como la corriente nominal, el voltaje de paso y la potencia de paso (voltaje de paso por la corriente nominal). Esto permite determinar el tipo de LTC a utilizar y verificar si su capacidad interruptora, sobrecarga, corriente de cortocircuito y tiempo de vida de los contactos son adecuados para el transformador y la aplicación específica. [20] [21]

CONTROL DE TENSIÓN EN TRANSFORMADOR LTC

Para controlar la tensión en transformadores con cambiadores de TAP de carga (LTC), se utilizan transformadores de potencial y de corriente para medir la tensión y la corriente en la línea y tomar decisiones sobre el TAP que debe configurarse, generalmente de forma automática. Se programa una tensión objetivo (Set Point de Tensión) y si un transformador LTC trabaja solo, tratará de mantener el ajuste de la

tensión de carga de acuerdo a los parámetros configurados. El ajuste de 'Line Drop Compensation' o compensación de caída de línea, trata de compensar la caída de tensión que se produce en el secundario del transformador. La imagen muestra el principio de funcionamiento del Line Drop Compensation o LDC. [20]

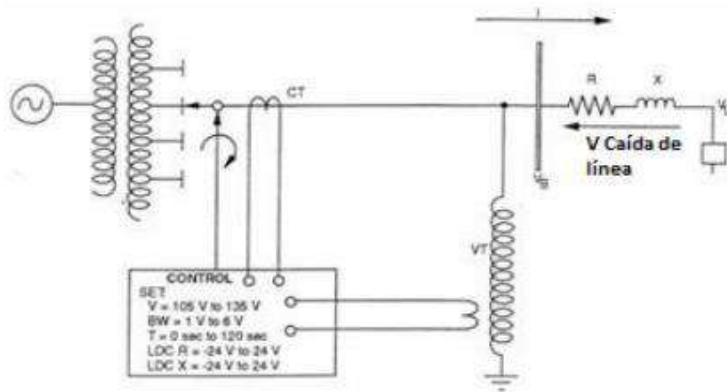


Figure 56: Line Drop Compensation.

La función del Line Drop Compensation (LDC) es mantener constante la tensión en la carga dentro de los rangos especificados en el ajuste. El LDC calcula la caída de tensión en la línea y, conociendo la tensión del bus, realiza los cambios de TAP necesarios para compensar la caída en la línea y mantener constante la tensión en la carga. Cuando se explique el método de reactancia negativa, se ampliará sobre el ajuste LDC, ya que dicho método se basa en el ajuste LDC de los transformadores. Cuando dos o más transformadores se conectan en paralelo, lo ideal es que sean idénticos, es decir, que tengan la misma impedancia para que la carga se reparta equitativamente y la misma relación de transformación para evitar corrientes circulantes cuando los transformadores LTC tengan conexión al mismo TAP. La imagen muestra la conexión en paralelo de dos transformadores LTC. [20]

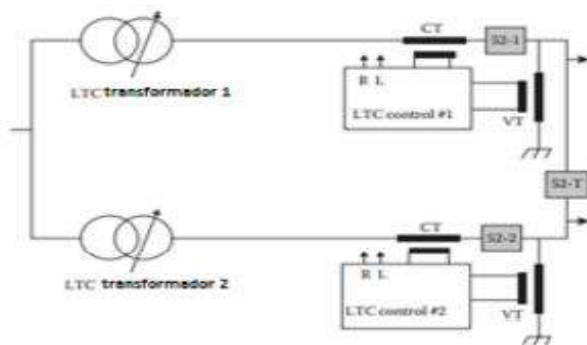


Figure 57: Controlador de LTC para 2 transformadores en paralelo.

Cuando se opera con dos cambiadores de TAP de carga (LTC) en paralelo, es preferible que ambos trabajen en el mismo TAP o, como máximo, que tengan un TAP de diferencia. Esto se debe a que se generan corrientes circulantes entre los transformadores debido a la diferencia de potencial, y por ello lo más que se permite es un TAP de diferencia, suponiendo que ambos tienen características similares de relación de transformación en los TAP. Existen diferentes métodos de control para minimizar las corrientes circulantes entre transformadores en paralelo. [20] Las corrientes circulantes generadas son mayormente de naturaleza reactiva, ya que las impedancias del transformador son principalmente reactivas. Cuando se cambia el TAP de un LTC operando en paralelo, el flujo de potencia reactiva kVAR cambia significativamente. Dado que el flujo de potencia real no cambia con la operación de los LTC, controlar el valor de la potencia real no tiene mayor relevancia para el control de la conexión en paralelo de los LTC, a diferencia del flujo de kVAR. Los diferentes métodos de compensación para la conexión en paralelo encuentran su aplicación dependiendo de las condiciones o requisitos de operación. [20]

EQUIPOS USADOS Y PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Para implementar cualquiera de los métodos de compensación mencionados anteriormente, es necesario utilizar equipo específico que puede programarse para cumplir con los objetivos propuestos. Normalmente, los fabricantes sugieren un método de compensación para el equipo que venden y los equipos necesarios para su implementación. Por ejemplo, el método de corriente circulante requiere de equipo específico como un balanceador, ya que se basa en medir la corriente circulante en los transformadores en paralelo. En el mercado, se pueden encontrar balanceadores de diferentes marcas, como el balanceador M0115A de Beckwith Electric. También hay controladores de tensión digitales disponibles de diferentes fabricantes, adecuados para su uso con diferentes métodos. Por ejemplo, el TAPCON 250 de Reinhausen puede utilizarse con el método master-follower y el método de corriente circulante. Cada equipo tiene requisitos específicos para su implementación y la información necesaria para su funcionamiento. [20]



Figure 58: Ejemplo de un controlador utilizado en métodos de conexión paralelo.

Otro controlador utilizado para la conexión en paralelo de transformadores es el TAPCON 230 del mismo fabricante, que puede controlar hasta 8 transformadores en paralelo y puede implementar los métodos de corriente circulante y de master-follower. Un equipo más reciente del mismo fabricante es el TAPCON 260, que puede controlar hasta 16 transformadores en paralelo y también puede utilizar los métodos de corriente circulante y de master-follower. Los equipos utilizados deben estar interconectados de alguna manera para tener un control sobre la conexión en paralelo o porque el método lo requiere estrictamente. Se pueden utilizar opciones cableadas o inalámbricas, dependiendo de la disponibilidad de los dispositivos y los protocolos que puedan utilizar. Un protocolo utilizado para esta comunicación es el IEC61850 (GOOSE), que no requiere conexión por cables entre los dispositivos, lo que facilita la instalación y el control, utilizando una conexión ETHERNET. [20]

MÉTODOS DE COMPENSACIÓN PARA EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Cuando se conectan transformadores con cambiadores de TAP de carga (LTC) en paralelo, es importante que los transformadores sean capaces de regular la tensión de acuerdo con su controlador y anular las corrientes circulantes mediante el cambio de sus TAP. Si se utilizan transformadores similares, se espera que la carga se reparta equitativamente entre ellos y que cualquier corriente circulante sea minimizada. En la conexión, generalmente se encuentran reguladores automáticos de tensión para medir la tensión y tomar acciones en función de las mediciones obtenidas. Los sistemas LTC tienen como objetivo mantener la tensión de salida

estable, por lo que, si esta aumenta o disminuye, el transformador realizará un cambio de TAP para mantener la tensión dentro de un rango especificado. Al tener transformadores en paralelo, es importante asegurarse de que el cambio de TAP sea sincronizado para evitar generar corrientes circulantes innecesarias. Para evitar problemas en la conexión en paralelo de los transformadores, es necesario minimizar o eliminar la corriente circulante mediante diferentes métodos de compensación.

- **Maestro-seguidor (Master-Follower):** El método más utilizado a nivel mundial para controlar la conexión en paralelo de transformadores con cambiadores de TAP de carga (LTC) es el método master-follower. En este método, se establece un transformador como referencia y se hace que todos los controladores sigan al controlador de referencia, manteniendo toda la misma posición en el TAP. Se escoge un equipo como el master y, si este realiza un cambio de TAP, los demás equipos, que son los seguidores, imitarán el movimiento del master. Este método funciona cuando los transformadores en paralelo tienen las mismas características, ya que al operar en el mismo TAP, no hay diferencias de tensión y no existirán corrientes circulantes. Sin embargo, se requiere que los transformadores en paralelo tengan el mismo número de TAP's y el mismo tamaño del TAP (por el voltaje de paso). Si hay diferencias en los bobinados (distinta relación de transformación por cada TAP), se tendrá una corriente circulante en todo momento de la operación. [20]

El método necesita de un esquema de realimentación para asegurarse de que el master no cambie de posición nuevamente hasta que se confirme que el cambio anterior haya sido completado en los seguidores. Este esquema de realimentación puede ser bastante complicado y puede haber operaciones erróneas. Si se conectan transformadores de capacidad diferente, es importante que el voltaje sin carga sea el mismo en ambos transformadores y que los voltajes de cortocircuito no difieran en más del 10%. [20]

En resumen, un regulador debe seleccionarse como master y normalmente estará en modo automático, mientras que los demás serán los seguidores, configurados para seguir los cambios del maestro. El método puede trabajar con dos modalidades:

seguimiento físico del tap o seguimiento de órdenes. En ambos casos, deben estar correctamente sincronizados desde un principio para evitar generar corrientes circulantes innecesarias. Si en un principio las posiciones de tap de los transformadores en paralelo no son las mismas, se tendrá una operación inadecuada ya que las diferencias de tap se mantendrán durante todo el funcionamiento del sistema, ocasionando corrientes circulantes permanentes. [20]

Se requiere un sistema de realimentación y control complejo para implementar este método correctamente. Debe haber comunicación constante entre el master y sus seguidores y estos deben saber qué regulador es el master y la posición de tap en que se encuentra, así como notificar que han cumplido la orden dada por el master. [20] Algunos factores a tener en cuenta son:

- Conexión de transformadores a barras y topología de las mismas. Debe conocerse el estado de los interruptores y seccionadores del sistema para saber qué transformador está conectado a qué barra y la barra a que se encuentra conectado el master. Si la información no es consistente (por ejemplo, si el master no está conectado o está conectado a más de una barra), el sistema se bloquea.
- Deben intercambiarse señales de bloqueo. En casos de fallos o inconsistencias, los reguladores deben enviar una señal de bloqueo a los demás, con el objetivo de bloquear el sistema. Generalmente sucede en casos en que el master tiene una posición de TAP muy diferente a la de los seguidores (diferencia que sobrepase el rango admitido) o si el master es desconectado del sistema.

Hay fabricantes en el mercado que ofrecen equipo específico para la implementación del método master-follower, que requiere de un sistema de control complejo y a prueba de errores. Normalmente, para implementar este y cualquier otro método, se requieren protocolos de comunicación, ya sea por cable o inalámbricos, para tener todo controlado correctamente y evitar daños u operaciones indeseadas en el sistema. [20]

• **Corriente circulante:** El método de corriente circulante es uno de los más utilizados para controlar la conexión en paralelo de transformadores con

cambiadores de TAP de carga (LTC). Lo ideal es que los transformadores a conectar tengan características muy similares para que la carga se reparta equitativamente entre ellos. Cuando uno de los transformadores realiza un cambio de TAP, se producen diferencias de potencial y, por tanto, una corriente circulante. Esta corriente polariza el control del LTC de manera que los TAP en los transformadores cambien para minimizar la corriente circulante. [18] [20]

Para implementar este método, se necesita un elemento adicional por cada transformador: el balanceador. El propósito del balanceador es separar la corriente medida en corriente debida a la carga y corriente circulante en el transformador. Ambas señales de corriente se transmiten al controlador. En ambos controladores, las corrientes circulantes serán de polaridad distinta y polarizarán al controlador de voltaje de manera diferente, haciendo que la corriente en atraso haga que el TAP cambie a uno más bajo y la corriente en adelanto cambie el TAP a uno más alto. De esta manera, se llega a un punto en que ambas corrientes se compensan y se elimina la corriente circulante. [18] [20]

Este método funciona bien cuando las características de la corriente circulante son reactivas y el flujo de potencia es de kVAR, ya que la corriente circulante hará que los controladores realicen el cambio de tap para anular el flujo de kVAR. Sin embargo, si también hay flujo de kW, este no puede ser corregido cambiando los tap del transformador. [18] [20]

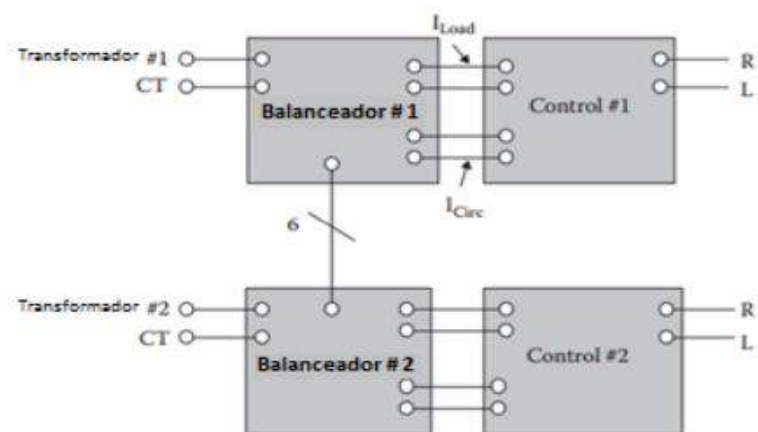


Figure 59: Ejemplo de controlador y balanceador en método de corriente circulante.

Para comprender mejor el método de corriente circulante, es necesario revisar nuevamente la operación en paralelo de los transformadores, considerando primero

dos transformadores exactamente iguales conectados en paralelo. Normalmente, solo se toma en cuenta la reactancia X del transformador, ya que la relación X/R es muy grande, lo que implica que la resistencia R es despreciable. La corriente circulante siempre estará en atraso 90° respecto a la fase de la diferencia de tensiones del secundario y, por tanto, es una corriente reactiva. Si los transformadores se encuentran en un tap distinto, tendrán una tensión diferente en el secundario, lo que provocará una corriente circulante entre ellos. [18] [20]

$$I_{\text{circulante}} = \frac{U_{1s} - U_{2s}}{Z_{t1} + Z_{t2}}$$

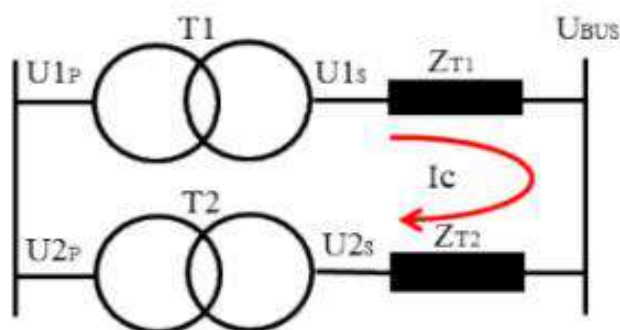


Figure 60: Formación de corriente circulante.

U_{1p} y U_{2p} representan las tensiones en el primario de los transformadores T_1 y T_2 . U_{1s} y U_{2s} representan las tensiones en el secundario de los mismos. Z_{t1} y Z_{t2} son sus impedancias nominales, I_c la corriente circulante y U_{bus} la tensión de la barra que debe ser constante. Si el tap de T_1 es mayor que el de T_2 , así también la tensión en T_1 será mayor y la corriente circulante irá de T_1 a T_2 . [18] El método se basa en medir las corrientes circulantes en los transformadores, y en este caso en T_1 la corriente circulante será positiva y el controlador del método hará que se mueva el tap a una posición más baja; y para T_2 , la corriente circulante será negativa lo que hará que se incremente el tap en el mismo. Que un tap sea mayor quiere decir que provoca una tensión mayor en su secundario. Entonces cuando se dice que un tap se mueva a una posición más alta significa que su relación de transformación será más pequeña. Si la relación de transformación de los equipos es distinta, aunque estuvieran en el mismo tap, siempre se tendrán corrientes circulantes debido a sus diferencias en los parámetros. El método de la corriente circulante, ajustará los tap

en los equipos, de modo que se reduzca la corriente circulante entre los transformadores, teniendo una mejor distribución de la potencia reactiva. [18] [20] Algunas situaciones a tener en cuenta si se quiere implementar este método son las siguientes:

- La conexión de los transformadores a las barras y la topología de las mismas.
- Si un regulador deja de funcionar o se bloquea, todos los reguladores del sistema en paralelo deben bloquearse.
- Si un regulador trabaja de modo manual, los demás (en automático) deben adaptarse al funcionamiento del que se encuentra en modo manual.

Para evitar que el TAP se cambie simultáneamente en varios transformadores, se debe seleccionar un transformador como 'TAP-first' (que realice el cambio de TAP primero). Este regulador debe enviar una señal a los demás para informarles que está realizando el cambio y los demás no deben tomar ninguna acción hasta que el cambio en el primero se haya completado. Si hay más de dos transformadores, los demás cambiarán el TAP en un orden determinado y no simultáneamente. [20] [18] El método implementado se basa en algunos equipos y principios específicos.

- Circuito balanceador: Es un dispositivo que se utiliza para obtener la componente reactiva de la corriente, es decir, la corriente circulante entre los transformadores. Es necesario tener uno en cada transformador conectado en paralelo para medir y controlar la corriente circulante. [20]
- Sobre los transformadores de corriente: El método de corriente circulante se basa en un principio de funcionamiento de los transformadores de corriente. Cuando los secundarios de dos transformadores de corriente están conectados en serie, es decir, tienen la misma corriente en el secundario, la corriente en el primario también será la misma, siempre y cuando tengan la misma relación de transformación. [20] [18]

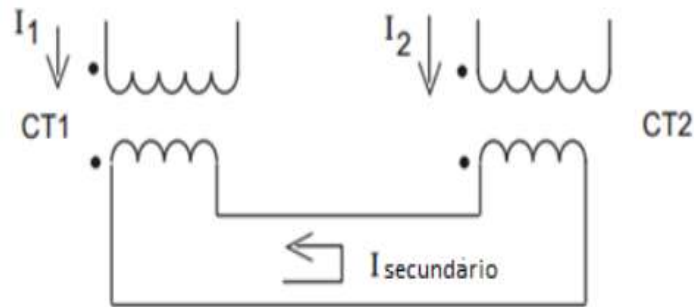


Figure 61: Secundarios de TC's en serie.

El circuito completo para controlar la caída de tensión, incluyendo el control de LDC para mantener una tensión adecuada en el sistema, puede ser bastante complejo. También se requieren protecciones adecuadas en caso de que un transformador salga de servicio. Para implementar este circuito, se necesita equipo específico que está disponible comercialmente.

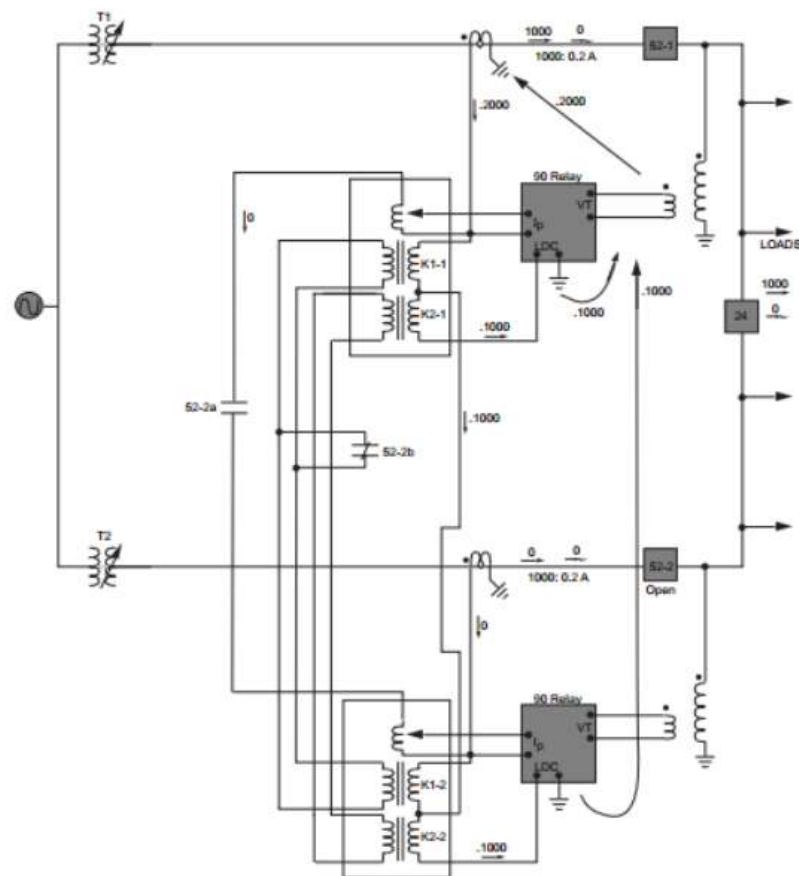


Figure 62: Circuito completo, incluyendo ajuste LDC.

La inclusión del control de LDC es importante para tener control sobre el nivel de tensión en los secundarios, dependiendo de la demanda de la carga. Para ello, el

circuito balanceador requiere otra conexión de transformadores de corriente con el secundario en serie, con el objetivo de tener valores adecuados en caso de que un transformador salga de servicio. De lo contrario, la corriente para LDC podría interpretar mal los resultados y causar errores en la tensión del secundario. [18] [20]

Si se desea conectar más transformadores en paralelo, la cantidad de equipo necesario aumentará, ya que se requiere un dispositivo por cada transformador conectado en paralelo. Además, también se necesitarán transformadores de corriente y relés auxiliares para proteger el sistema en caso de situaciones específicas. [18] [20]

- **Reactancia negativa:** El método de reactancia negativa era el método más utilizado hace 50 años. Este método hace uso de los ajustes de LDC del transformador, estableciendo un valor negativo para la reactancia X (un ajuste de LDC). El ajuste de este valor, junto con el valor de R en la configuración de LDC, se hacía mediante prueba y error. El método se basa en el principio de que la corriente circulante en transformadores en paralelo, debido a una conexión diferente de TAP, es mayormente reactiva. Como el método hace uso del LDC, hay dos formas de usar el ajuste LDC: LDC-Z (compensación general) para compensar la magnitud de la corriente y LDC-R&X para compensar tanto la magnitud como la fase. [20]

El método aprovecha la capacidad de usar un valor negativo en el setpoint de reactancia en el LDC. Es recomendable que el factor de potencia en la subestación sea cercano a uno, ya que de lo contrario pueden producirse caídas de tensión en el secundario del paralelo debido al ajuste realizado de X negativa en la configuración de LDC. La mayor ventaja de este método es que no requiere intercomunicación entre los controladores, ya que cada uno es completamente independiente de los demás. Todos los controladores de LTC fabricados bajo el estándar IEEE C57.15 están capacitados para usar este método, ya que están provistos de lo necesario para ajustar la reactancia negativa en el LDC al conectar transformadores en paralelo. [20]

Factor de potencia: El método del factor de potencia se basa en la idea de que se tendrá una mejor operación en los transformadores en paralelo si todos mantienen

el mismo factor de potencia. Según este método, se puede detectar la presencia de una corriente circulante si se conoce el factor de potencia de la corriente en cada transformador. Con cargas altamente reactivas, el factor de potencia será más atrasado, mientras que, con cargas menos reactivas, el factor de potencia será menos atrasado. El método trata de mantener el mismo factor de potencia en todos los transformadores y es aplicable cuando se conectan en paralelo transformadores de distinta capacidad. Una ventaja de este método es que no es necesario medir la corriente, ya que el factor de potencia es independiente de la magnitud de la corriente. El controlador trata de mantener los ángulos iguales independientemente de la cantidad de carga que tome cada transformador. [20]

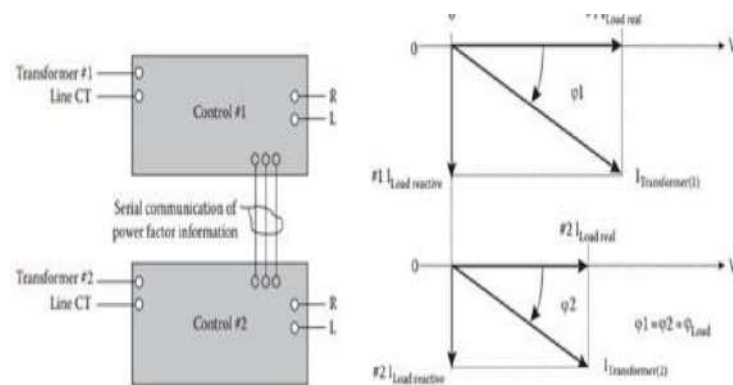


Figure 63: Método del factor de potencia.

En el método del factor de potencia, al controlador le importan los ángulos ϕ_1 y ϕ_2 . Cuando el controlador identifica que es necesario disminuir el nivel de tensión, lo hará disminuyendo una posición de TAP (incrementando su relación de transformación) en el transformador con un factor de potencia más atrasado y viceversa. [20]

- **Balance VAR:** Este método es conveniente cuando los transformadores en paralelo se alimentan de fuentes diferentes. En esta situación, los métodos anteriores no funcionarían correctamente. Se menciona este método porque es importante conocerlo, pero este estudio se enfoca en casos en que los transformadores están conectados a la misma fuente de alimentación. Este método se basa en el principio de que los transformadores en paralelo deben compartir los mismos kVar de carga, así como los kW de carga. Al cambiar los TAP's, solo se afecta el flujo de kVar y no el de kW, por lo que el método considera que debe mantenerse

el mismo flujo de kVAr en los transformadores, sin importar el flujo de kW. Este método es útil cuando los transformadores en paralelo tienen una alimentación proveniente de circuitos distintos. Es importante destacar que los transformadores de corriente utilizados deben tener relación con la potencia de los transformadores. Si los transformadores son de la misma capacidad, no se requiere ningún ajuste, pero si por ejemplo un transformador es el doble de capacidad que el otro (si solo hay dos transformadores en paralelo), los transformadores de corriente deben tener una relación de transformación diferente en un factor de 2. Así se compensarían los VAR medidos en los transformadores. Este método opera de forma parecida al de reactancia negativa, pero no tiene el problema de caída de voltaje de ese método en la operación normal del LDC. [20]

Resumen: Los métodos relevantes de la investigación son el método de corriente circulante, el método master-follower y el método de reactancia negativa. A continuación, se presenta un resumen en forma de cuadro que muestra las ventajas, desventajas y necesidades específicas de cada método:

MÉTODO	VENTAJAS	DESVENTAJAS	NECESIDADES ESPECÍFICAS
Corriente circulante	No requiere intercomunicación entre controladores	Requiere un balanceador por cada transformador conectado en paralelo	Transformadores de corriente y relés auxiliares para protección
Master-follower	Fácil de implementar con equipo comercialmente disponible	Requiere intercomunicación constante entre controladores y un esquema de realimentación complejo	Transformadores similares con el mismo número y tamaño de TAP's
Reactancia negativa	No requiere intercomunicación entre controladores ni equipo adicional	Puede producir caídas de tensión en el secundario del paralelo debido al ajuste de X negativa en la configuración de LDC	Transformadores similares con el mismo número y tamaño de TAP's

Tabla 7: Pequeño cuadro resumen de los métodos de compensación más importantes.

NORMATIVA SOBRE PÉRDIDAS EN EL ACOPLAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

CARACTERÍSTICAS	TOLERANCIAS
Pérdidas con carga " P_{cu} ".	+15% de las pérdidas declaradas.
Pérdidas sin carga " P_o ".	+15% de las pérdidas declaradas.
Pérdidas totales " $P_{TOTALES}$ ".	+10% de las pérdidas declaradas.
Impedancia relativa de cortocircuito para la derivación principal.	+/- 10% de la impedancia relativa de cortocircuito declarado para esta derivación.
Impedancia relativa de cortocircuito para las derivaciones diferentes a la derivación principal (tensión nominal de cortocircuito).	+/- 15% de la tensión de cortocircuito establecido para cada derivación.

Tabla 8: Porcentajes admisibles de pérdidas e impedancia relativa de cortocircuito.

ANTECEDENTES

“ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA DE OPERACIÓN EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/23 KV-41.67 MVA DE LA ESTACIÓN ELÉCTRICA SAN ESTANISLAO” Coronel Oviedo-Paraguay 2020, elaborado por el ingeniero Jhonny Rodrigo Aguilar Barrios de la Facultad de Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú.

El objetivo del trabajo fue:

- Analizar condiciones operativas en paralelo de los transformadores de potencia 220/23 kV-41.67 MVA y proponer las mejoras para la estación eléctrica San Estanislao Dpto. San Pedro. ES-SES.

Se propuso intercambiar uno de los transformadores de la ES-SES por uno de los transformadores de la ES-COV para aumentar 12% la disponibilidad de potencia de la ES-SES.

“ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN EN PARALELO DE 3 TRANSFORMADORES DE POTENCIA, 2 DE 50MVA Y 1 DE 75MVA EN UNA SUBESTACIÓN DE TRANSMISIÓN” San Salvador-El Salvador 2017, elaborado por los ingenieros Sasi Lizet Ramírez Molina y Francisco Eduardo Vásquez Chávez de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador.

El objetivo del trabajo fue:

- Analizar el comportamiento de 3 transformadores en paralelo en una subestación de transmisión en estado estable.

Se propuso conectar los 3 transformadores en paralelo utilizando el método de compensación LTC Master-Follower, debido a que presentaban cierta similitud los tres transformadores, por ende, la repartición de carga es aceptable.

DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

ESTACIÓN/SUBESTACIÓN: son instalaciones eléctricas encargadas de realizar transformaciones de tensión, frecuencia, número de fases o conexiones de dos o más circuitos. Se ubican cerca de las centrales generadoras, en la periferia de las zonas de consumo o en el exterior e interior de los edificios.

ALIMENTADOR: denominación designada a las líneas de distribución de 23 kV salientes de las barras de una Estación o Subestación eléctrica. Son circuitos encargados de suministrar energía eléctrica en niveles utilizables a los usuarios para su uso comercial, industrial o residencial.

BARRA: se llaman barras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que consta una Estación. Se dedica a agrupar circuitos de acuerdo al nivel de voltaje. (este si voy a desarrollar un capítulo en mi marco teórico voy a quitar no más)

BANCO: se le denomina banco al grupo de componentes eléctricos encargados de una misma función como el caso del banco de condensadores o cuando dichos componentes sustituyen la función de otro con características diferentes como es el caso de los bancos de transformadores monofásicos.

TRANSFERENCIA: se llama transferencia a la acción de cambiar de alimentación una carga eléctrica, sea de barra o de Estación.

CAPÍTULO 5: RESUMEN EJECUTIVO

DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO

Este Proyecto Final de Grado consistió en el estudio y análisis técnico de la operación en paralelo y en la operación en barras independientes de los transformadores de potencia de 220/23 kV de 41,67 MVA de la ES-COV de la ANDE, utilizando el software ETAP.

MÉTODOS Y TÉCNICAS UTILIZADAS

TIPOS DE INVESTIGACIÓN

Se trata de una investigación descriptiva, debido a que se hizo un relevamiento de datos referidos a la operación actual de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV. Es también aplicada, porque se propone estrategias para mejorar la situación operacional de estos transformadores apoyándose a la teoría que será desarrollada en el marco teórico.

Es un estudio de campo porque se levantó los datos directamente del patio de la Estación de Coronel Oviedo y experimental ya que los datos recolectados fueron estudiados en varios escenarios posibles en un software de simulación para luego extrapolarlo a la realidad.

TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas e instrumentos de recolección de datos que fueron utilizados están enmarcados en el enfoque mixto.

Para la recolección de datos cualitativos se utilizó la técnica de observación directa, se hizo un registro de fotografías y fueron escritos en un anotador todos los datos obtenidos a través de una entrevista semiestructurada. También, se hizo el análisis longitudinal de los registros de fallas y operaciones de la sala de control y maniobra de la ES-COV, durante el periodo [2019-2022].

Para la recolección de datos cuantitativos se utilizó una matriz de medición, revisión y levantamiento de datos de la planilla de eventos y operaciones de la ES-COV, también se elaboró una encuesta a operadores y jefes de áreas, todo destinado a

conocer el punto de vista de cada uno en cuanto a la mejora operativa de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV.

También, se obtuvieron datos técnicos levantándose directamente de las instalaciones de la ES-COV.

MÉTODOS Y ANÁLISIS DE DATOS

La investigación fue de enfoque mixto.

Cualitativa: Los resultados fueron interpretados en forma científica, categorizados acorde a las opiniones o puntos de vistas del operador de área y los jefes de turno. Así también los datos técnicos obtenidos directamente de las instalaciones.

Cuantitativa: Se analizaron las cargas atendidas actualmente de manera independiente por los transformadores 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV, la cantidad de barras, cantidad de salidas en cada barra y alimentadores existentes.

FASES METODOLÓGICAS

FASE I: Recolección de datos.

En esta fase se procedió al levantamiento de datos relacionados a la condición operativa actual, eventos de falla, registro de operaciones, placa característica de los transformadores y las protecciones, datos de carga de los alimentadores, planilla de demanda de los alimentadores en verano e invierno del periodo [2019-2022] de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV. Para la obtención de los mismos se realizaron visitas técnicas a la Estación que abarcaron la sala de mando y el patio de 220/23 KV como así también, la Regional Centro de la ANDE. Se recurrió al operador encargado, técnicos e Ingenieros de las áreas ya mencionadas.

FASE II: Estudio de la condición de paralelismo de transformadores de potencia.

Se hizo un estudio sobre la condición de paralelismo de transformadores de potencia, la metodología y las técnicas utilizadas, componentes de control y compensación para una conexión exitosa de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV, en esta condición.

FASE III: Análisis y planificación del cambio dinámico de cada alimentador en barra para una distribución equitativa de la carga en los transformadores de

potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV en distintas condiciones operativas.

Se elaboraron planillas en donde se detallaron los datos de carga actual, capacidad límite por planificación y la capacidad de los alimentadores para la construcción de una planilla de carga actual y la capacidad límite que podrá atender cada transformador. Así también, se elaboró planillas en donde se detalló la distribución de carga para cada transformador y en base a eso elaboró un plan para las operaciones de cambio de barra en distintas condiciones operativas de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV.

FASE IV: Implementación de software de cálculo y simulación de eventos.

En esta fase se utilizó el software ETAP-19 para comprender la operación en paralelo y de manera independiente de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA. Se realizaron cálculos de corriente en condiciones normales de operación, en la condición de capacidad límite y en condición de sobrecarga y/o cortocircuito de estos transformadores.

FASE V: Evaluación técnica de las alternativas.

En esta fase se elaboró un cuadro comparativo de las alternativas dedicadas a la mejora operativa de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV, desarrolladas en las fases anteriores. Sobre la base de criterios técnicos y económicos que fueron definidos, se hizo una comparación entre las alternativas para elegir aquel que mejor se adapte al objetivo perseguido.

FASE VI: Elección y elaboración de presupuesto de la mejor alternativa.

Se elaboró un presupuesto de la mejor alternativa desarrollada en la fase anterior y se realizó la correspondiente evaluación de la misma.

FASE VII: Evaluación económica.

En esta última fase se evaluó el costo que llevará consigo la implementación de la mejora operativa de los transformadores de potencia 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV como así también los beneficios, conforme alternativa seleccionada. Con el flujo de costos y beneficios se calcularon los indicadores TIR, VAN y periodo de retorno de la inversión.

Finalmente se determinó el riesgo de la inversión con un análisis de sensibilidad y la incertidumbre sobre la Tasa Interna de Retorno (TIR).

JUSTIFICACIÓN

En una Estación Eléctrica el transformador de potencia es uno de los componentes más importantes.

Con este proyecto se logra mejorar la operación de los transformadores de potencia de 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV, buscando con ello una mejor distribución de carga entre los mismos evitando sobrecargas que afecten la vida útil de los mismos. El proyecto es viable porque pretende mejorar la situación operativa de los transformadores de potencia de la estación transformadora y prevenir fallas y/o sobrecarga en los mismos.

FINALIDAD DEL PROYECTO

Con la realización de este proyecto se pretende:

- Mejorar la repartición de carga entre los transformadores de potencia de 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV.
- Evitar riesgos de sobrecarga de los transformadores de potencia de 220/23 kV-41,67 MVA de la ES-COV.
- Impedir la realización de maniobras no planificadas que reducen la calidad del servicio y les genera pérdidas económicas a los usuarios de la ES-COV de la ANDE.
- Evitar costos por avería de transformador.

METAS

- Lograr una situación operativa favorable de los transformadores de potencia de 220/23 kV de 41,67 MVA de la ES-COV.
- Obtener una solución técnica y económicamente viable para la ES-COV de la ANDE.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer la mejora operativa de los transformadores 220/23 kV-41.67 MVA de la ES-COV.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recolectar información sobre la situación operacional de los transformadores de potencia de 220/23 kV-41.67 MVA de la ES-COV.
- Determinar las condiciones necesarias para la operación en paralelo de transformadores de potencia.
- Analizar el cambio dinámico de la posición en barra de cada alimentador y elaborar un plan a fin de distribuir de manera equitativa la carga en los transformadores de potencia de la ES-COV en distintas condiciones operativas.
- Implementar herramientas de cálculos y simulación de eventos a modo de entender el comportamiento que podría adoptar los transformadores de la ES-COV en situaciones de falla y sobrecarga en la alimentación de barras diferentes y en la condición de paralelismo.
- Evaluar alternativas de paralelismo y el cambio dinámico de la posición en barra de los alimentadores con el fin de mejorar la situación operacional de los transformadores de potencia de la ES-COV
- Elegir la alternativa de mejor factibilidad técnica y económica para su implementación.
- Evaluar el presupuesto económico de la alternativa seleccionada.

BENEFICIARIOS

Los principales beneficiarios serán la ANDE ya que mejora el servicio a sus clientes de la zona y se evitan gastos innecesarios por avería de un transformador de la ES-COV. Así mismo, se benefician los propios clientes pues acceden a un mejor servicio.

PRODUCTO

Mejora de la operación de los transformadores 220/23 kV-41.67 MVA de la ES-COV.

LOCALIZACIÓN FÍSICA Y COBERTURA ESPACIAL

El proyecto se desarrolla en la Estación de Coronel Oviedo (ES-COV) ubicado a unos 700 metros de la rotonda de la ciudad en el barrio Boquerón (GHG2+XH9- Cnel. Oviedo, -25.4725253,-56.4482248).

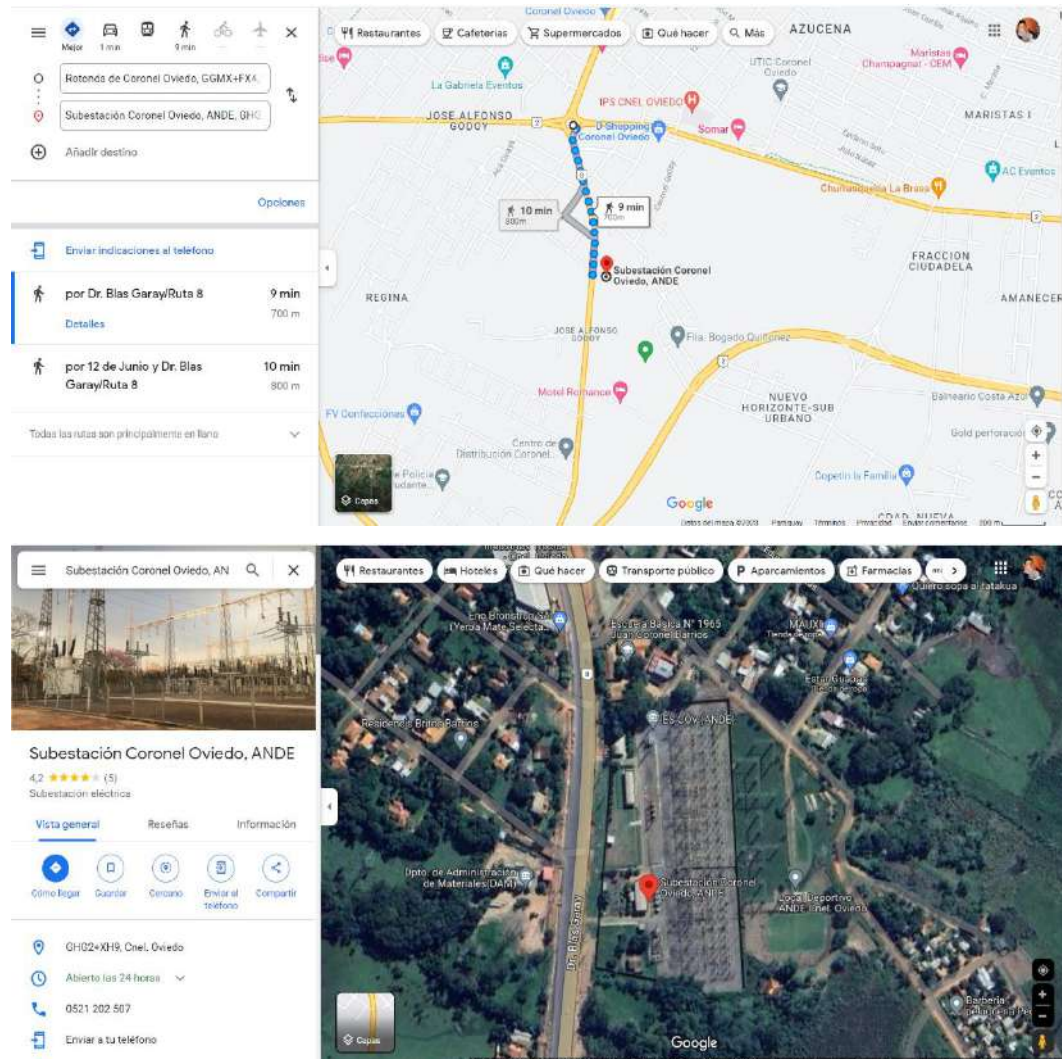


Figure 64: Imágenes de Google Maps de la ES-COV.

La misma cuenta con un banco de transformadores monofásicos de 220/66 kV de 60 MVA que alimenta la ciudad de Villarrica, un banco de reactores de 220 kV de 20MVAR y dos transformadores de potencia trifásicos de 220/23 kV de 41,67 MVA (TR-2 y TR-3) que se encarga de la alimentación de la misma ciudad, San José de los Arroyos, Nueva Londres, Blas Garay, Troche, RI 3 corrales, parte de La Pastora y la planta de tratamiento de agua de la ESSAP a través de 14 alimentadores en total.

ESPECIFICACIONES DE ACTIVIDADES Y TAREAS REALIZADAS

Para la realización del Proyecto Final de Grado se realizó las siguientes actividades:

- Revisión bibliográfica.
- Relevamiento de datos de los transformadores de la ES-COV.
- Relevamiento de datos de los alimentadores de la ES-COV.

- Estudio de métodos y técnicas para la condición de paralelismo de transformadores de potencia.
- Estudio de componentes de control y compensación de la operación en paralelo de transformadores de potencia.
- Elaboración de planillas sobre las características técnicas y operativas de los alimentadores de la ES-COV.
- Elaboración de planillas sobre las características técnicas y operativas de los transformadores de potencia 220/23 kV de 41,67 MVA de la ES-COV.
- Elaboración del plan de operaciones para cambio de posición en barra de los alimentadores en distintas condiciones operativas.
- Simulación de eventos en condición de paralelismo de transformadores de potencia en ETAP-19.
- Simulación de eventos en condición de barra independiente de transformadores en ETAP-19.
- Elaboración de cuadro comparativo de las alternativas de mejora operativa de los transformadores de la ES-COV.
- Elección de la mejor alternativa técnica.
- Elaboración del presupuesto de la alternativa seleccionada.
- Evaluación de la relación costo-beneficio de la alternativa seleccionada.
- Cálculo del TIR, VAN y el periodo de retorno de la inversión.
- Análisis de sensibilidad e incertidumbre sobre el TIR.
- Elaboración y presentación del informe final del PFG.
- Defensa del PFG.

RECURSOS NECESARIOS

RECURSOS HUMANOS

La elaboración de este proyecto final de grado estuvo a cargo del alumno proyectista de la carrera de Ingeniería en Electricidad de la Facultad de Ciencias y Tecnologías de la Universidad Nacional de Caaguazú, con el apoyo del Ingeniero tutor Nelson Aguirre.

RECURSOS MATERIALES

- Fotocopia e impresiones
- Notebook
- Software de simulación
- Software para elaboración de planillas y cálculos
- Bloc y agenda
- Medio de transporte

FACTIBILIDAD TÉCNICA

Después de realizar estudios y análisis, se determinó que la solución temporal es implementar el cambio dinámico de alimentadores en la condición de barra independiente y la solución definitiva es intercambiar transformadores de potencia entre la ES-COV y la ES-SES, donde hay un transformador compatible para la condición de paralelismo. Esto puede permitir aumentar el acceso a la potencia instalada de las subestaciones tanto en la condición de paralelismo como en la condición de barra independiente, brindando confiabilidad a la ES-COV. La factibilidad técnica se logra utilizando la misma infraestructura existente, como equipos de transformación, protección del patio de maniobras en 220KV y la disponibilidad de profesionales técnicos capacitados para realizar los trabajos.

FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Para determinar la factibilidad económica, se consideraron varios costos. Para la solución temporal, se tuvo en cuenta el costo total del cambio de posición en barra de los alimentadores dinámicos (incluidos costos por energía no facturada durante el cambio). Para la solución definitiva, se consideraron los costos de desmontaje y traslado de los equipos, instalación y montaje, así como la configuración y puesta en servicio de los transformadores de potencia.

BENEFICIOS

Los beneficios económicos ascienden a 980.002.800 gs durante los cuatro años estudiados en el apéndice A.1.4. Los ingresos provienen de la reducción de pérdidas en la condición de paralelismo de transformadores.

COSTOS

Teniendo en cuenta que la implementación de la solución afecta solo para el año 0 del horizonte estudiado en el apéndice 1.1.5 se tiene un costo total de 278.754.000 gs.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CAJA PROYECTADA

La siguiente tabla muestra un informe financiero que detalla los flujos de ingresos y egresos de la ES-COV durante un período de 4 años.

HORIZONTE DEL PROYECTO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4
INGRESOS					
Reducción de pérdida de energía en la operación en paralelo	65.333.520	130.667.040	196.000.560	261.334.080	326.667.600
Total ingresos	65.333.520	130.667.040	196.000.560	261.334.080	326.667.600
EGRESOS					
Cambio de posición de alimentadores dinámicos	94.844.400	-	-	-	-
Cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-SES	183.909.600	-	-	-	-
Total egresos	278.754.000	-	-	-	-
UTILIDADES	- 213.420.480	130.667.040	196.000.560	261.334.080	326.667.600

Tabla 9: Flujo de caja.

DETERMINACIÓN DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO (TIR)

Según el índice anterior se obtiene un valor de:

TIR	78%
------------	------------

Tabla 10: Tasa Interna de Retorno.

Esto demuestra la rentabilidad del proyecto.

DETERMINACIÓN DEL VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Teniendo en cuenta un período de tiempo de 4 años y la tasa de descuento del 9% se pueden analizar los valores obtenidos en el flujo de caja.

VPN	504644711,20
------------	---------------------

Tabla 11: Valor Presente Neto.

Dado que el VPN es mayor que 0, se puede concluir que el proyecto es rentable.

DETERMINACIÓN DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Teniendo en cuenta los valores del flujo de caja, se puede utilizar la siguiente fórmula para calcular el periodo de recuperación de la inversión, lo cual es muy

importante ya que determina qué tan rentable y riesgoso es el proyecto. Cuanto más corto sea el periodo de recuperación, menor será el riesgo asociado al proyecto.

$$PRI = (A) + (|B|/C)$$

PRI	1,63
-----	------

Tabla 12: Periodo de Recuperación de la Inversión.

Se puede concluir que la inversión para este proyecto se recuperará en un corto período de tiempo (1 año 7 meses y 18 días aproximadamente), lo que indica que es rentable desde el punto de vista económico.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se realizó un análisis de sensibilidad de la evaluación económica afectada más arriba, considerando variaciones en los valores de la tasa de descuento, obteniendo los resultados que se muestran la tabla siguiente:

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD			
TASA DE DESCUENTO	VPN	TIR	PRI
5%	583303052,75	123%	1,03
7%	542432331,47	123%	1,03
9%	504644711,20	123%	1,03
11%	469647318,78	123%	1,03
13%	437180240,53	123%	1,03
15%	407012275,49	123%	1,03
20%	340351678,33	123%	1,03
30%	236395120,74	123%	1,03
40%	160186029,62	123%	1,03
50%	102761493,33	123%	1,03
60%	58456924,39	123%	1,03
70%	23567142,50	123%	1,03

Tabla 13: Análisis de Sensibilidad del TIR, VPN y el PRI.

Si puede observar que el VPN se mantiene positivo incluso a una tasa de descuento muy alta, esto nos indica que el proyecto es muy rentable.

CAPÍTULO 6: INGENIERÍA DE DISEÑO

RECOLECCIÓN DE DATOS

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ES-COV (EXTRACTO DEL SIN)

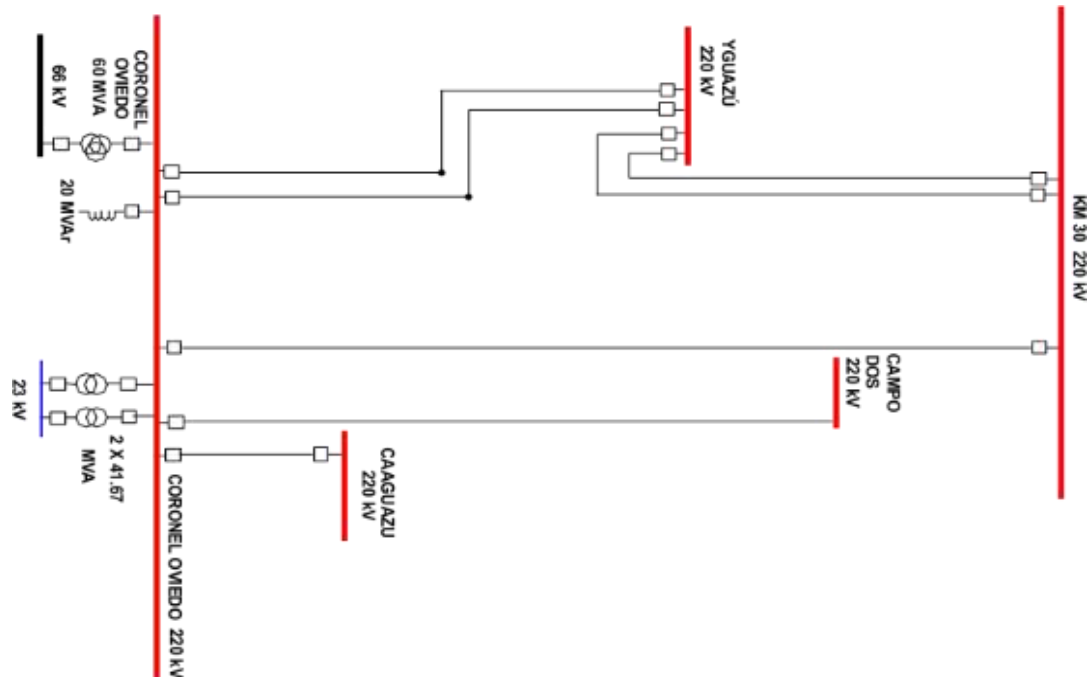


Figure 65: Diagrama unifilar de la ES-COV.

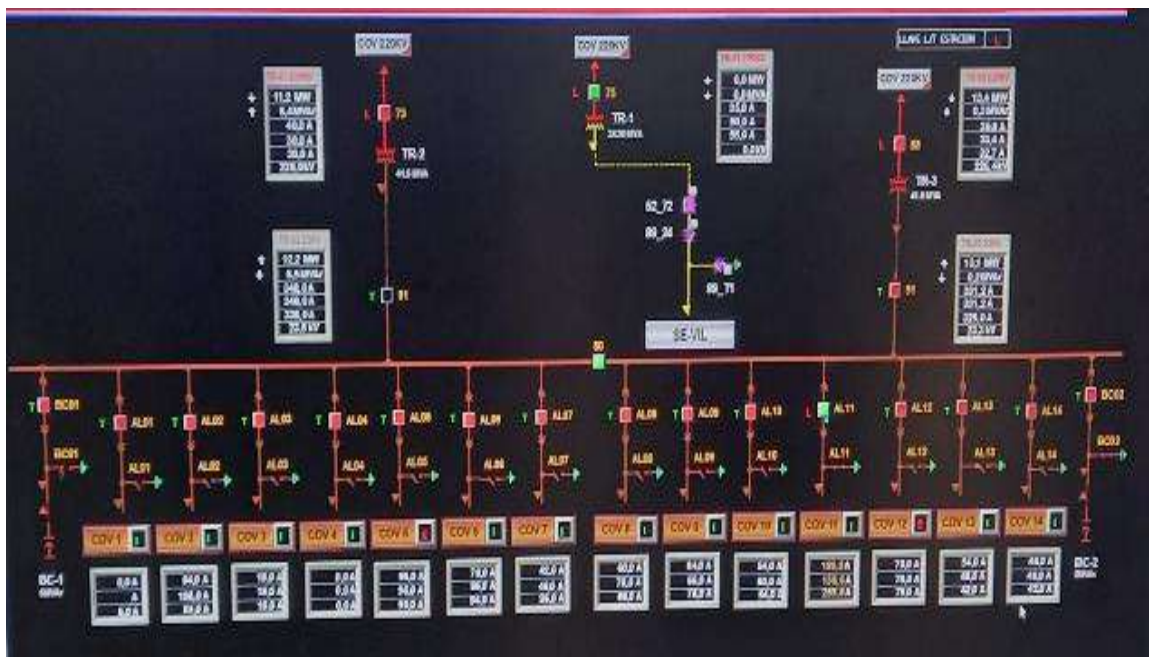


Figure 66: Diagrama unifilar en 23KV de la ES-COV.

PLACA CARACTERÍSTICA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA ES-COV

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES			
Nombre	TR-3	Nombre	TR-2
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	10.35 %	Impedancia de CC con base 25 MVA	8.71 %
			8.48 %
			8.38 %

Tabla 14: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y TR-3.

PROTECCIÓN EN BAJA DE LOS TRANSFORMADORES Y DE LOS ALIMENTADORES DE LA ES-COV

Interruptores EFATEC DIVAC 2425G lado 23Kv 52-81 Y 52-91		
Ur: 24 KV	Fr: 50 Hz	Ud: 50 KV
K: 25 KA	Tk: 3 s	Ip: 62.5 kA
R: 2500 A	Up: 125 Kv	
Ua: 110 Vcc	Uop: 110 Vcc	

Tabla 15: Característica de la protección en 23KV del TR-2 y TR-3.

Interruptores EFATEC DIVAC 2425D protección de los alimentadores	
T: 3 s	U: 24 KV
	Uw: 125 kV
Bo: 110 Vcc	In: 1250 A
Mo: 110 Vcc	Isc: 25 KA

Tabla 16: Característica de la protección de los alimentadores.

FLUJO DE CARGA PROMEDIO DE LA ES-COV

No hay casos de fallas por sobrecargas a parte del evento del 21 de diciembre¹¹, pero hay un registro de las cargas alimentadas por ambos transformadores a lo largo de la línea de estudio que esta resumida en la siguiente tabla:

AÑO	MESES	CARGA TOTAL DE LA ES-COV ASUMIDA POR EL TR-2 EN MVA	CARGA TOTAL DE LA ES-COV ASUMIDA POR EL TR-3 EN MVA	CARGA TOTAL DE LA ES-COV EN MVA	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL TR-2	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL TR-3
2019	ENERO	35,01	13,93	48,94	84,02%	33,43%
	FEBRERO	32,02	13,93	45,95	76,84%	33,43%
	MARZO	31,06	13	44,06	74,54%	31,20%
	NOVIEMBRE	36	14,32	50,32	86,39%	34,37%
	DICIEMBRE	36,01	14,32	50,33	86,42%	34,37%
2020	ENERO	36,06	15,23	51,29	86,54%	36,55%
	FEBRERO	36	14,32	50,32	86,39%	34,37%
	MARZO	36	14,87	50,87	86,39%	35,69%
	NOVIEMBRE	40	12,08	52,08	95,99%	28,99%
	DICIEMBRE	37,01	14,87	51,88	88,82%	35,69%
2021	ENERO	37,05	13,42	50,47	88,91%	32,21%
	FEBRERO	37	14,87	51,87	88,79%	35,69%
	MARZO	36	15,81	51,81	86,39%	37,94%
	NOVIEMBRE	35,01	17,89	52,9	84,02%	42,93%
	DICIEMBRE	37	18,25	55,25	88,79%	43,80%
2022	INVIERNO	16,2	16,6	32,8	38,88%	39,84%
	VERANO	29,43	29,12	58,55	70,63%	69,88%

Tabla 17: Distribución de carga del TR-2 y TR-3.

DISTRIBUCIÓN DE CARGA POR ALIMENTADORES

Alimentador	% de carga				
	Enero	Febrero	Marzo	Noviembre	Diciembre

¹¹ Se registró un total de 64.3 MVA de los cuales el TR-3 y TR-2 aportaron 21.51 MVA y 42.79 MVA respectivamente, con esto, el TR-2 estaba operando al 102.69% y el TR-3 apenas al 51.62% de su potencia nominal.

COV-1	20%	17%	17%	17%	18%
COV-2	34%	31%	26%	29%	31%
COV-3	48%	43%	38%	42%	43%
COV-4	0%	0%	0%	0%	0%
COV-5	43%	39%	35%	57%	63%
COV-6	68%	61%	54%	47%	47%
COV-7	20%	15%	16%	22%	19%
COV-8	67%	61%	62%	52%	60%
COV-9	34%	25%	20%	23%	24%
COV-10	0%	0%	0%	0%	0%
COV-11	0%	0%	0%	0%	0%
COV-12	0%	0%	0%	0%	0%
COV-13	0%	0%	0%	0%	0%
COV-14	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 18: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2019.

Alimentador	% de carga				
	Enero	Febrero	Marzo	Noviembre	Diciembre
COV-1	19%	17%	19%	17%	15%
COV-2	28%	27%	30%	30%	33%
COV-3	39%	37%	42%	33%	32%
COV-4	0%	0%	0	0	0
COV-5	58%	53%	59%	54%	53%
COV-6	48%	36%	41%	40%	44%
COV-7	21%	21%	22%	32%	28%
COV-8	56%	49%	51%	52%	50%
COV-9	23%	22%	27%	26%	26%
COV-10	0%	0%	0	0	0
COV-11	0%	0%	0	0	0
COV-12	0%	0%	0	0	0
COV-13	0%	0%	0	0	0
COV-14	0%	0%	0	0	0

Tabla 19: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2020.

Alimentador	% de carga				
	Enero	Febrero	Marzo	Noviembre	Diciembre
COV-1	19%	18%	18%	20%	30%
COV-2	31%	29%	26%	31%	48%
COV-3	36%	34%	36%	23%	27%
COV-4	0	0	0	0	0%
COV-5	56%	54%	46%	56%	73%
COV-6	42%	40%	48%	43%	55%
COV-7	34%	22%	21%	37%	56%

COV-8	54%	48%	49%	52%	71%
COV-9	24%	23%	24%	29%	53%
COV-10	0	0	0	0	0%
COV-11	0	0	0	0	0%
COV-12	0	0	0	0	33%
COV-13	0	0	0	0	0%
COV-14	0	0	0	0	0%

Tabla 20: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2021.

Alimentador	% de carga	
	Invierno	Verano
COV-1	2,00%	3,67%
COV-2	34,00%	81,00%
COV-3	13,33%	28,05%
COV-4	0,00%	0,00%
COV-5	35,00%	51,67%
COV-6	34,67%	50,83%
COV-7	24,00%	61,00%
COV-8	29,31%	52,01%
COV-9	24,14%	44,83%
COV-10	18,96%	43,39%
COV-11	0,00%	0,00%
COV-12	20,68%	27,29%
COV-13	18,33%	23,61%
COV-14	5,00%	25,00%

Tabla 21: Carga registrada en alimentadores de la ES-COV en 2022.

AMPACIDAD DE LOS ALIMENTADORES

Alimentador	Ampacidad
COV-1	300 A
COV-2	300 A
COV-3	360 A
COV-4	300 A
COV-5	360 A
COV-6	360 A
COV-7	300 A
COV-8	348 A
COV-9	348 A
COV-10	348 A
COV-11	360 A
COV-12	348 A

COV-13	360 A
COV-14	360 A

Tabla 22: Ampacidad de los alimentadores de la ES-COV.

Alimentador	% actual de carga	Carga $\geq 60\%$
COV-1	30%	No
COV-2	48%	No
COV-3	27%	No
COV-4	0%	No
COV-5	73%	Sí
COV-6	55%	No
COV-7	56%	No
COV-8	71%	Sí
COV-9	53%	No
COV-10	0%	No
COV-11	0%	No
COV-12	33%	No
COV-13	0%	No
COV-14	0%	No

Tabla 23: Alimentadores de la ES-COV por encima del límite por planificación de la ANDE hasta el 2021.

Alimentador	% actual de carga	Carga $\geq 60\%$
COV-1	3,67%	No
COV-2	81,00%	Sí
COV-3	28,05%	No
COV-4	0,00%	No
COV-5	51,67%	No
COV-6	50,83%	No
COV-7	61,00%	Sí
COV-8	52,01%	No
COV-9	44,83%	No
COV-10	43,39%	No
COV-11	0,00%	No
COV-12	27,29%	No
COV-13	23,61%	No
COV-14	25,00%	No

Tabla 24: Alimentadores de la ES-COV por encima del límite por planificación de la ANDE en 2022.

CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE

En la ES-COV pusieron en marcha el equilibrio de carga visto en el apéndice B.2.1. Se elaboró una estrategia que está sobre análisis desde finales del 2022 hasta la

actualidad y aparentemente soluciona el problema. Ahora, si estudiamos el comportamiento de los alimentadores encontramos que suelen sufrir variaciones considerables de carga con respecto a su carga en hora pico.

Se puede adoptar el plan piloto en ejecución como una opción de mejora operativa y distribuir cada barra en un transformador, de este modo la distribución de carga en la condición de barra independiente quedaría de la siguiente manera:

ALIMENTADORES	TR-2		TR-3	
	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO
Barra A	774 A	468 A	-	-
Barra B	-	-	708 A	408 A
CORRIENTE TOTAL	774 A	468 A	708 A	408 A
POTENCIA TOTAL	25.2 MVA	16.2 MVA	26 MVA	16.6 MVA

Tabla 25: Distribución de carga en la condición de barra independiente de la ES-COV.

El problema principal de esta solución es que esta repartición se hizo en base a la carga en hora pico y no podemos asegurar de que esta sea una repartición de carga adecuada todo el tiempo, se puede encontrar una repartición de carga más adecuada o encontrar una repartición inaceptable en un lapso de tiempo, pero es la que mantiene ese equilibrio la mayor parte del día, mes y/o año. Existen muchas posibilidades que será imposible para el operador calcularlas todas y elegir el que mejor se adapte a la situación, para ello es importante contar con herramientas tecnológicas que les ayuden a los operadores a realizar ese análisis y recomendar una solución adecuada a este problema.

OPTIMIZACIÓN EN LA TOMA DE DECISIONES

La idea de diseñar un programa encargado de analizar los datos del comportamiento en el tiempo de las cargas de la ES-COV nos lleva a estructurar la situación.

Detección del problema

La Subestación de Coronel Oviedo (ES-COV) dispone de dos transformadores TR-2 y TR-3 acoplados a la Barra A y Barra B respectivamente. La subestación distribuye la carga de estas dos barras en 14 alimentadores que recorren varias ciudades haciendo que esa repartición de carga entre las barras sea desproporcionada.

- **Conflicto:** mala repartición de carga entre los transformadores TR-2 y TR-3 de la ES-COV.

- **Problema:** mala distribución de los alimentadores a las barras A y B de la ES-COV.

Objetivos

- Maximizar la disponibilidad de potencia en las dos barras de la ES-COV.
- Minimizar la diferencia de carga entre las barras de la ES-COV.

Variables

- A= barra A de la ES-COV.
- B= barra B de la ES-COV.
- X_i = alimentadores de la ES-COV

Restricciones

- Ambas barras deben de tener una potencia límite igual a la potencia de los transformadores TR-2 y TR-3.
- Cada alimentador debe de tener una carga límite detallado en la Tabla 28.
- La diferencia de carga entre las barras debe de ser aproximadamente cero.
- La cantidad máxima de alimentadores por cada barra es 7.

Modelado matemático

- $A \leq 41,67 \text{ MVA}$
- $B \leq 41,67 \text{ MVA}$
- $0 \leq X_{[i]} \leq S_{\text{alimentador}}$ para todo $i = [1; 14]$
- $\|A - B\| = 0$
- $F_1 \rightarrow 41,67 - \sum_{j=[1;14]}^n a_j X_j$ $F_2 \rightarrow 41,67 - \sum_{j=[1;14]}^n b_j X_j$
- $F_3 \rightarrow \|A - B\|$

De todo esto podemos deducir que para maximizar F_1 y F_2 debemos minimizar F_3 .

La manera de lograr esto es cumpliendo con:

$$\left\| \sum_{j=[1;14]}^n a_j X_j - \sum_{j=[1;14]}^n b_j X_j \right\| = 0$$

Es decir,

$$\sum_{j=[1;14]}^n a_j X_j = \sum_{j=[1;14]}^n b_j X_j$$

Con esto queda más que claro que método lineal simplex o métodos no lineales no pueden ayudarnos, entonces debemos de buscar otros métodos de optimización. También, debemos asegurarnos de que se cumpla la repartición de carga o más bien que un mismo alimentador no esté en ambas barras, es decir, a_j y b_j deben de estar ligados a la condición de si X_j está en la barra A que $a_j=1$ y $b_j=0$ y cuando X_j está en la barra B que $a_j=0$ y $b_j=1$ y cuando no están en ninguno de los dos que $a_j=b_j=0$, o más bien;

$$a_j + b_j = 1 \text{ para } a_j \text{ y } b_j \in \{0,1\}$$

Esto nos indica que tenemos un problema lineal binaria.

Con todo lo descrito anteriormente podemos deducir que tenemos un problema de partición de datos en subconjuntos y esto es conocido como un problema de optimización combinatoria que se puede solucionar con algoritmos dinámicos o algoritmo voraz. Además, debemos de tener en cuenta de que la carga de los alimentadores es variable en el tiempo a lo que se dificulta hallar la solución óptima y en caso de hacerlo puede dejar de serlo con el paso del tiempo. Necesitamos que esa búsqueda de una solución sea rápida y efectiva. Esto nos conduce a probar métodos de soluciones locales o aproximaciones con bucles continuos a modo de acercarnos bastante a una solución óptima.

Para esto debemos de darle a nuestra función objetivo la posibilidad de que una mínima diferencia entre las cargas de las barras sea aceptable como una solución:

$$\left\| \sum_{j=[1;14]}^n a_j X_j - \sum_{j=[1;14]}^n b_j X_j \right\| \cong 0$$

O más bien,

$$\sum_{j=[1;14]}^n a_j X_j \cong \sum_{j=[1;14]}^n b_j X_j$$

El registro de flujo de carga de los alimentadores de la ES-COV se lleva actualmente en una planilla de Excel a lo que se podría utilizar un algoritmo de aproximación para realizar un monitoreo constante de los valores de carga en los mismos a través

de una macro desarrollada en Visual Basic de Excel y que a la vez le ayude al operador a escoger los alimentadores que van a ser acoplados por cada barra.

El Algoritmo Greedy es un enfoque heurístico que se utiliza para resolver problemas de optimización. En general, los algoritmos Greedy toman decisiones de corto alcance basadas en la información inmediatamente disponible sin tener en cuenta las consecuencias futuras. A menudo se utilizan para resolver problemas de optimización en los que se busca una solución aproximada en lugar de una solución óptima. El desarrollo del software se puede ver en el apéndice B.2.2.

En la siguiente figura se puede observar la interfaz del software:

EQUILIBRIO DE CARGA ENTRE LA BARRA A Y LA BARRA B DE LA ES-COV				TOMA DE DECISIONES			SIMULADOR	DATOS	
DIVISIÓN DE CARGA	BARRA A (MVA)	BARRA B (MVA)	VERIFICADOR DE UBICACIÓN	HISTORIAL DE UBICACIÓN		RECOMENDACIÓN		ALIMENTADORES	
								COV-1	
								COV-2	
								COV-3	
								COV-4	
								COV-5	
								COV-6	
								COV-7	
								COV-8	
								COV-9	
								COV-10	
								COV-11	
								COV-12	
								COV-13	
								COV-14	
DIVISIÓN DE CARGA	0,00	0,00		BARRA A	BARRA B			TOTAL	0,00

REALIZAR DISTRIBUCIÓN DE CARGA	FUERA DE SERVICIO DEL TR-2	FUERA DE SERVICIO DEL TR-3	GUARDAR CONTENIDO
--------------------------------	----------------------------	----------------------------	-------------------

Figure 67: Análisis de alimentadores de la ES-COV en el software "DistributeValuesGreedy3".

El código expuesto en el apéndice B.2.2 se podría modificar para cualquier planilla siempre y cuando se quiera ejecutar la misma función, es decir, el código se expresa de esa manera porque está ligado a la planilla **CEC ES-COV** y **DATOS ES-COV** Ambos están anexados en este **Proyecto Final De Grado**.

CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES

La placa característica de los transformadores presentes en el apéndice B.1 demuestran que las impedancias de cortocircuito de los transformadores están referidos a una potencia base diferente. Se puede unificar la base de los mismos de la siguiente manera:

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = Z_{TR-2(25MVA)} \times \frac{S_{BASE\ 1}}{S_0}$$

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = Z_{TR-2(25MVA)} \times \frac{S_{BASE\ 1}}{S_0}$$

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = Z_{TR-2(25MVA)} \times \frac{S_{BASE\ 1}}{S_0}$$

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = 13.97 \%$$

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = 14.13 \%$$

$$Z_{TR-2(41.67MVA)} = 14.52 \%$$

DATOS DE TRANSFORMADOR			
Nombre	TR-3	Nombre	TR-2
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	10.35 %	Impedancia de CC con base 41.67 MVA	13.97 %
			14.13 %
			14.52 %

Tabla 26: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y TR-3.

Se puede observar que la impedancia de CC de los transformadores son diferentes, en este caso la conexión en paralelo de los mismos supondría una repartición de carga dispareja quedando con una mayor carga el TR-3.

En el caso ideal de operación el conjunto tendría una potencia total de:

$$S_{Total} = 41.67 \times 2$$

$$S_{Total} = 83.34\ MVA$$

$$S_{TR-2} = \frac{S_{Total} \times S_{TR-3}}{Z_{ccTotal}}$$

$$S_{TR-3} = \frac{S_{Total} \times S_{TR-2}}{Z_{ccTotal}}$$

$$S_{TR-2} = \frac{83.34 \times 10.35}{10.35 + 14.13}$$

$$S_{TR-3} = \frac{83.34 \times 14.13}{10.35 + 14.13}$$

$$S_{TR-2} = 32.28\ MVA$$

$$S_{TR-3} = 48.06\ MVA$$

Debido a la desigualdad en las impedancias la potencia del conjunto se ve limitada. El TR-3 quedaría sobrecargado si en paralelo llegasen a atender una carga que en la

condición de operación independiente pueden atender sin ningún problema. El TR-3 llegaría a su potencia nominal mucho antes que el TR-2.

$$S_{//} = \frac{Z_{TR-3} \times 100}{Z_{TR-2}}$$

$$S_{//} = \frac{10.35 \times 100}{14.13}$$

$$S_{//} = 73.4 \%$$

Como el valor de la Z_{cc} del TR-2 es mayor el TR-3 ya estaría operando con 41.67 MVA y el TR-2 apenas a los:

$$S_{TR-2} = S_{Nom} \times \frac{S_{//}}{100}$$

$$S_{TR-2} = 41.67 \times \frac{73.4}{100}$$

$$S_{TR-2} = 30.59 \text{ MVA}$$

Dejando la potencia límite en:

$S_{//M\acute{a}x} = 72.26 \text{ MVA}$ Con todo esto la repartición de carga en la condición de paralelismo también se ve afectada. Para entender mejor podemos utilizar la carga total de la ES-COV en la condición de barra independiente de los años anteriores y así suponer la operación en paralelo de los transformadores para ver la repartición de carga para esa condición:

AÑO	MESES	CARGA TOTAL DE LA ES-COV	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL TR-2	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL TR-3
2019	ENERO	48,94	49,66%	67,79%
	FEBRERO	45,95	46,62%	63,65%
	MARZO	44,06	44,70%	61,03%
	NOVIEMBRE	50,32	51,06%	69,70%
	DICIEMBRE	50,33	51,07%	69,72%
2020	ENERO	51,29	52,04%	71,05%
	FEBRERO	50,32	51,06%	69,70%
	MARZO	50,87	51,61%	70,46%
	NOVIEMBRE	52,08	52,84%	72,14%
	DICIEMBRE	51,88	52,64%	71,86%
2021	ENERO	50,47	51,21%	69,91%
	FEBRERO	51,87	52,63%	71,85%
	MARZO	51,81	52,57%	71,77%
	NOVIEMBRE	52,9	53,67%	73,28%
	DICIEMBRE	55,25	56,06%	76,53%

Tabla 27: Repartición de carga en la condición de paralelismo entre el TR-2 y TR-3 en la ES-COV de los años anteriores.

Podemos utilizar los datos obtenidos a través de la recolección de datos para realizar una proyección lineal en Excel de la carga total de la ES-COV y la repartición de carga entre TR-2 y TR-3 a modo de ver el límite de operación en paralelo de los transformadores.

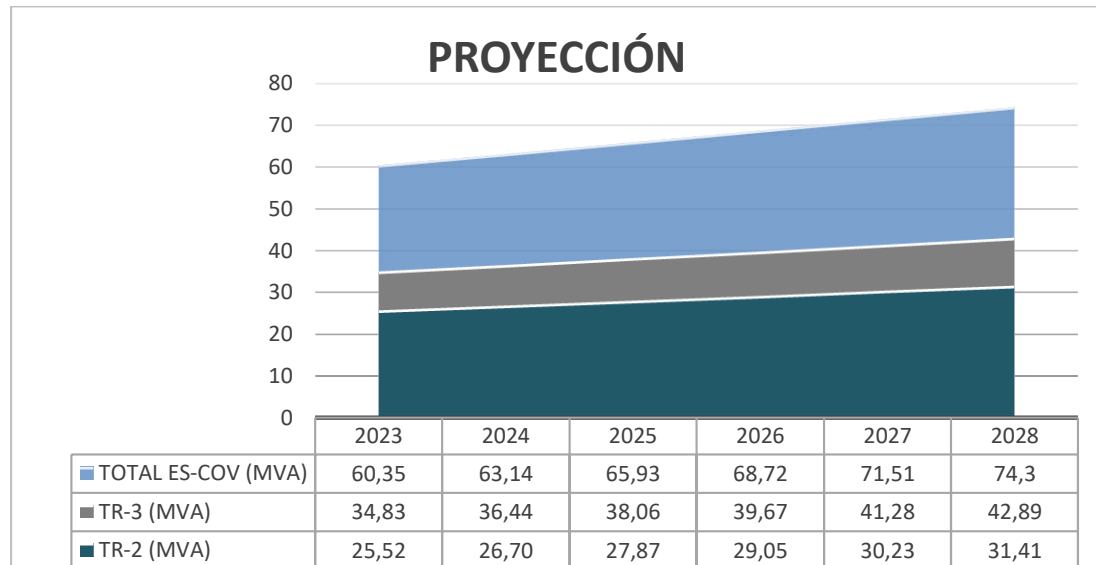


Figure 68: Proyección lineal de la carga de la ES-COV en la condición de paralelismo.

Gracias a esta proyección también podemos visualizar el factor de utilización de ambos transformadores y el total de la ES-COV.

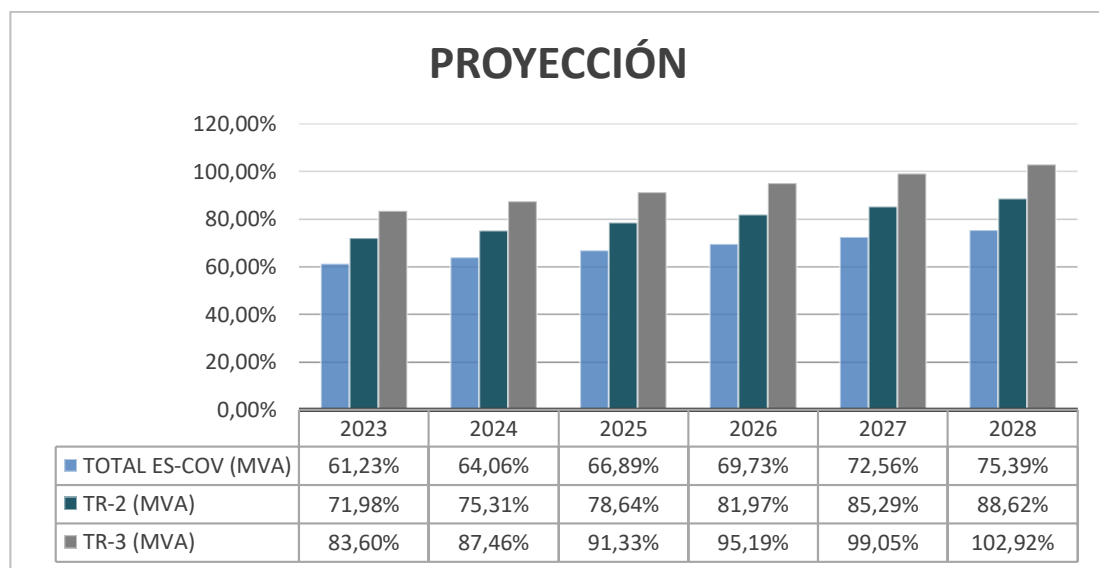


Figure 69: Factor de utilización de la carga total de la ES-COV y los transformadores en la condición de paralelismo.

ELABORACIÓN DEL PLAN DE OPERACIONES DE CAMBIO DINÁMICO DE BARRA EN DISTINTAS CONDICIONES OPERATIVAS

Con los datos de flujo de carga registrados en la ES-COV se puede ver la recomendación que lanza el software **DistributeValuesGreedy3** de la planilla **CEC ES-COV** a modo de mejorar la repartición de carga entre las barras.

Según los datos resumidos en la Tabla 6 la carga en verano e invierno de la ES-COV tiene su pico en el mes de diciembre y mayo respectivamente a lo que se puede usar esos datos para sacar la recomendación:

EQUILIBRIO DE CARGA ENTRE LA BARRA A Y LA BARRA B DE LA ES-COV				TOMA DE DECISIONES			SIMULADOR	DATOS	
DIVISIÓN DE CARGA		BARRA A (MVA)	BARRA B (MVA)	VERIFICADOR DE UBICACIÓN	HISTORIAL DE UBICACIÓN		RECOMENDACIÓN	ALIMENTADORES	
COV-6	7,17	7,17		A	16	16	BARRA B	COV-1	0,24
COV-2	6,69		6,69	B	13	19	BARRA B	COV-2	6,69
COV-8	6,69		6,69	B	17	15	BARRA A	COV-3	3,11
COV-7	6,45	6,45			0	0		COV-4	0,00
COV-5	6,21		6,21	B	16	16	BARRA A	COV-5	6,21
COV-9	5,98	5,98		A	17	15	BARRA A	COV-6	7,17
COV-10	5,50	5,50		A	16	16	BARRA B	COV-7	6,45
COV-14	3,35		3,35	B	18	14	BARRA A	COV-8	6,69
COV-3	3,11		3,11	A	13	19	BARRA B	COV-9	5,98
COV-13	2,87	2,87		A	18	14	BARRA A	COV-10	5,50
COV-12	2,63		2,63		0	0		COV-11	0,00
COV-1	0,24	0,24		B	16	16	BARRA A	COV-12	2,63
COV-4	0,00			A	18	14	BARRA A	COV-13	2,87
COV-11	0,00			B	14	18	BARRA B	COV-14	3,35
DIVISIÓN DE CARGA		28,20	28,68		BARRA A	BARRA B		TOTAL	56,89

REALIZAR DISTRIBUCIÓN DE CARGA

FUERA DE SERVICIO DEL TR-2

FUERA DE SERVICIO DEL TR-3

GUARDAR CONTENIDO

Figure 70: Distribución de los alimentadores en verano de la ES-COV según la planilla CEC ES-COV.

Como se puede observar la recomendación lanzada con todas las condiciones descritas para el desarrollo de la macro es:

BARRA A	BARRA B
COV-3	COV-1
COV-4	COV-2
COV-6	COV-5
COV-8	COV-7
COV-10	COV-9

COV-12	COV-11
COV-13	COV-14

Tabla 28: Repartición de alimentadores en verano para la condición de barra independiente en la ES-COV.

Para invierno se tiene la siguiente recomendación:

EQUILIBRIO DE CARGA ENTRE LA BARRA A Y LA BARRA B DE LA ES-COV				TOMA DE DECISIONES			SIMULADOR	DATOS	
DIVISIÓN DE CARGA	BARRA A (MVA)	BARRA B (MVA)	VERIFICADOR DE UBICACIÓN	HISTORIAL DE UBICACIÓN		RECOMENDACIÓN		ALIMENTADORES	
COV-2	3,35	3,35	A	16	16	BARRA B		COV-1	0,24
COV-8	2,87		A	32	0	BARRA A		COV-2	3,35
COV-6	2,63	2,63	B	17	15	BARRA A		COV-3	0,72
COV-5	2,39	2,39		0	0			COV-4	0,00
COV-10	2,39	2,39	A	23	9	BARRA A		COV-5	2,39
COV-12	2,39	2,39	B	2	30	BARRA B		COV-6	2,63
COV-7	1,91	1,91	B	11	21	BARRA B		COV-7	1,91
COV-9	1,91	1,91	B	7	25	BARRA B		COV-8	2,87
COV-13	1,43	1,43	A	18	14	BARRA A		COV-9	1,91
COV-14	1,43	1,43	B	13	19	BARRA B		COV-10	2,39
COV-3	0,72	0,72		0	0			COV-11	0,00
COV-1	0,24	0,24	A	22	10	BARRA A		COV-12	2,39
COV-4	0,00		B	17	15	BARRA A		COV-13	1,43
COV-11	0,00		A	14	18	BARRA B		COV-14	1,43
DIVISIÓN DE CARGA	11,71	11,95		BARRA A	BARRA B			TOTAL	23,66

REALIZAR DISTRIBUCIÓN DE CARGA
FUERA DE SERVICIO DEL TR-2
FUERA DE SERVICIO DEL TR-3
GUARDAR CONTENIDO

Figure 71: Distribución de los alimentadores en invierno de la ES-COV según la planilla CEC ES-COV.

Como se puede observar la recomendación lanzada con todas las condiciones descritas para el desarrollo de la macro es:

BARRA A	BARRA B
COV-2	COV-1
COV-3	COV-6
COV-4	COV-7
COV-5	COV-8
COV-9	COV-10
COV-12	COV-11
COV-13	COV-14

Tabla 29: Repartición de alimentadores en invierno para la condición de barra independiente en la ES-COV.

Se puede observar que los alimentadores COV-3, COV-4, COV-12, COV-13, COV-1, COV-7, COV-11 Y COV-14 se mantienen en una misma posición en las dos estaciones y los demás alimentadores se puede estudiar con más detalle el comportamiento en cuanto a la carga que normalmente manejan:

INVIERNO	VERANO
COV-2	
3.35 MVA	6.69 MVA
COV-5	
2.39 MVA	6.21 MVA
COV-6	
2.63 MVA	7.17 MVA
COV-7	
1.91 MVA	6.45 MVA
COV-8	
2.87 MVA	6.69 MVA
COV-10	
2.39 MVA	5.50 MVA

Tabla 30: Comparación entre las cargas en verano e invierno de los alimentadores dinámicos en la condición de barra independiente de la ES-COV.

En la tabla anterior se ve que el COV-5 y el COV-10 tienen cargas muy similares en las dos estaciones por lo que se puede optar por considerar que el desbalance ocasionado por dejar estático en la repartición de verano (estación en la que se observa que se diferencian en la carga) este alimentador es despreciable y al final nos queda que la repartición adecuada es:

INVIERNO		VERANO	
BARRA A	BARRA B	BARRA A	BARRA B
COV-2	COV-1	COV-3	COV-1
COV-3	COV-5	COV-4	COV-2
COV-4	COV-6	COV-6	COV-5
COV-9	COV-7	COV-8	COV-7
COV-10	COV-8	COV-10	COV-9
COV-12	COV-12	COV-12	COV-11
COV-13	COV-14	COV-13	COV-14

Tabla 31: Conclusión de la posición de los alimentadores dinámicos en la condición de barra independiente de la ES-COV en las dos estaciones.

Para la realización del cambio de estos alimentadores dinámicos se verifica los registros de flujo de carga y es recomendable realizarlo en el mes de septiembre y abril para la recomendación de verano e invierno respectivamente.

Para la implementación del **cambio dinámico** de barra también se debe tener en cuenta que el procedimiento se realiza con los alimentadores desenergizados y esto le saca confiabilidad al sistema¹². Además, los gastos de la mudanza de posición con la mano de obra y costo por energía no facturada son considerables.

SIMULACIÓN DE LA CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE DE TRANSFORMADORES EN ETAP-19

La ES-COV tiene en total 14 alimentadores de los cuales está en servicio 12. Como se pudo observar en la Tabla 14 y 16, la distribución de los mismos entre la barra A y barra B tiene el flujo de carga detallado en la siguiente figura:



Figure 72: Flujo de carga del TR-2 de la ES-COV en la condición de barra independiente en invierno.

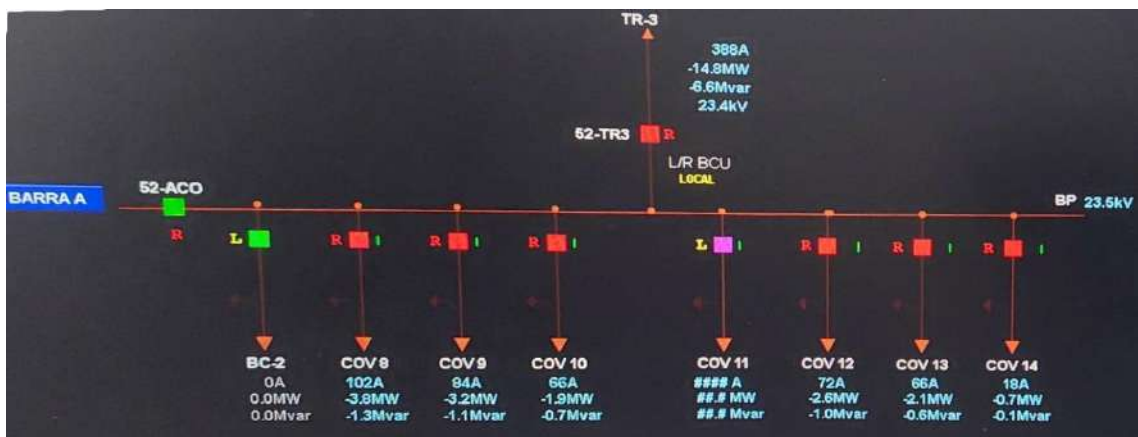


Figure 73: Flujo de carga del TR-3 de la ES-COV en la condición de barra independiente en invierno.

¹² Todos los alimentadores dinámicos tienen las condiciones necesarias para ser acoplados por las dos barras.

La herramienta **DistributeValuesGreedy3** recomienda a partir del análisis realizado en la sección anterior una repartición que se tendrá en cuenta para la simulación de esta condición:

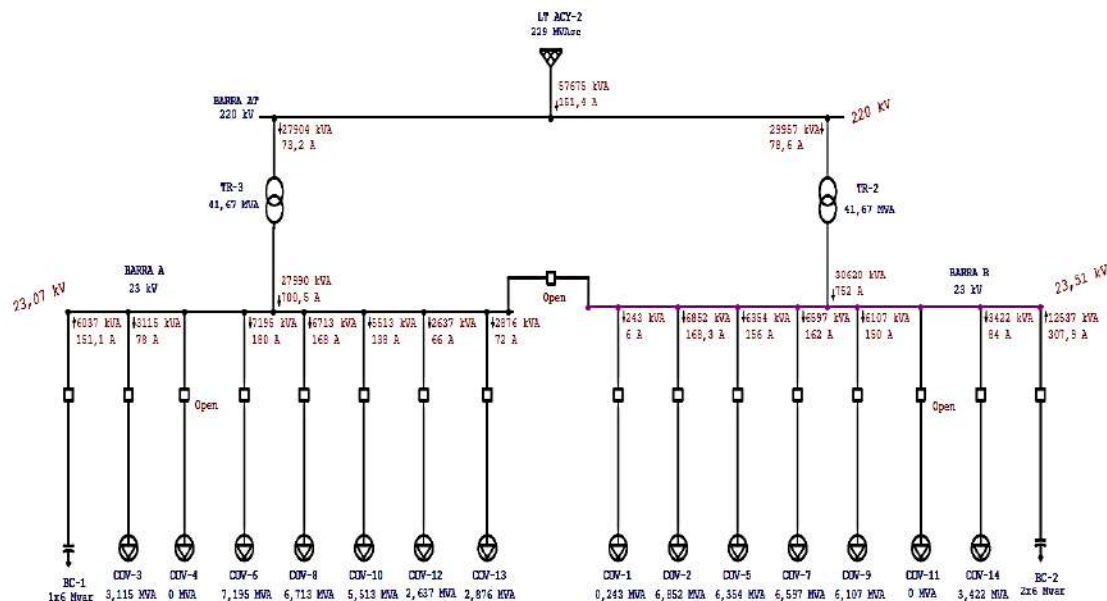


Figure 74: Flujo de carga de la ES-COV en la condición de barra independiente en ETAP.

En la figura anterior se observa el flujo de carga que tendría la ES-COV con la recomendación implementada con la carga máxima registrada el 31 de diciembre del 2022.

CONDICIÓN DE SOBRECARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV

ALIMENTADORES	S (MVA)	TENSIÓN EN BARRA MT	
		BARRA A	BARRA B
COV-1	0,24	23070 V	23510 V
COV-2	6,69		
COV-3	3,11		
COV-4	0,00		
COV-5	6,21		
COV-6	7,17		
COV-7	6,45		
COV-8	6,69		
COV-9	5,98		
COV-10	5,50		
COV-11	0,00		

COV-12	2,63		
COV-13	2,87		
COV-14	3,35		

Tabla 32: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 en tap 9 y TR-3 en tap 9 para la condición de barra independiente.

EVENTOS DE FALLAS EN LA CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE

Project:	Short-Circuit Analysis (IEC363)	ETAP	Page:	1
Location:	Coronel Oviedo-Paraguay	19.0.1C	Date:	07-25-2023
Contract:			SN:	
Engineer:	Univ. Jonhatan López	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	escov		Config:	Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-Phase fault at bus: **BARRA A**

Nominal kV = 23,000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 25,470 kA Method C
Steady State = 3,813 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
BARRA A	Total	0.00	0.798	-10.016	12.5	10.048
BARRA AT	BARRA A	48.83	0.297	-5.007	16.8	5.016
COV-3	BARRA A	110.00	0.056	-0.556	10.0	0.559
COV-6	BARRA A	110.00	0.128	-1.285	10.0	1.291
COV-8	BARRA A	110.00	0.120	-1.199	10.0	1.205
COV-10	BARRA A	110.00	0.098	-0.985	10.0	0.990
COV-12	BARRA A	110.00	0.047	-0.471	10.0	0.473
COV-13	BARRA A	110.00	0.051	-0.514	10.0	0.516

Figure 75: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de barra independiente de ETAP.

Project:	Short-Circuit Analysis (IEC363)	ETAP	Page:	2
Location:	Coronel Oviedo-Paraguay	19.0.1C	Date:	07-25-2023
Contract:			SN:	
Engineer:	Univ. Jonathan López	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	escov		Config.:	Normal

3-Phase fault at bus: **BARRA B**

Nominal kV = 23,000
Voltage c Factor = 1.10 (User-Defined)
Peak Value = 24.642 kA Method C
Steady State = 3.424 kA rms

Contribution		Voltage & Initial Symmetrical Current (rms)				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	X/R Ratio	kA Magnitude
BARRA B	Total	0.00	0.773	-9.690	12.5	9.721
BARRA AT	BARRA B	57.46	0.242	-4.409	18.2	4.415
COV-1	BARRA B	110.00	0.006	-0.043	6.7	0.044
COV-2	BARRA B	110.00	0.122	-1.224	10.0	1.230
COV-5	BARRA B	110.00	0.113	-1.135	10.0	1.140
COV-7	BARRA B	110.00	0.118	-1.178	10.0	1.184
COV-9	BARRA B	110.00	0.109	-1.091	10.0	1.096
COV-14	BARRA B	110.00	0.061	-0.611	10.0	0.614

Figure 76: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de barra independiente de ETAP.

SIMULACIÓN DE LA CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES EN ETAP-19

Para las simulaciones necesitamos la variación de la impedancia de cortocircuito para cada posición de tap que se puede encontrar en la placa característica de cada transformador. El TR-2 trae consigo los valores de Z_{cc} para la posición 1 y 17, con estos datos se puede sacar el valor de Z_{cc} para las otras posiciones.

$$m = \frac{Y_1 - Y_0}{X_1 - X_0}$$

$$m = \frac{242000 - 220000}{14.52 - 14.13}$$

$$m = 564102.56$$

POSICIÓN	TENSIÓN (V)	Z_{cc}
1	242000	14.52 %

2	239300	14.47 %
3	236500	14.42 %
4	233800	14,37 %
5	231000	14.33 %
6	228300	14.28%
7	225500	14.23 %
8	222800	14.18 %
9A	220000	14.13 %
9B		
9C		
10	217300	14.11 %
11	214500	14.09 %
12	211800	14.07 %
13	209000	14.05 %
14	206300	14.03 %
15	203500	14.01 %
16	200800	13.99 %
17	198000	13.97 %

Tabla 33: Zcc del TR-2 para distintos Tap's.

La placa característica del TR-3 trae consigo sólo la Zcc para la posición 9. Para obtener los valores máximos y mínimos de Zcc del TR-3 se puede usar el promedio de otros transformadores de características similares.

Las estaciones aledañas cuentan con transformadores de potencia cuyas características se podría usar para nuestro análisis. Es importante aclarar que estos datos sólo serán utilizados para aproximarnos a la realidad en las simulaciones.

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES			
ES-SES WEG		ES-CYO TOSHIBA	
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	10.24 %	Impedancia de CC con base 41.67 MVA	14.3 %
	9.94 %		13.8 %
	9.98 %		13.7 %
ES-COV TOSHIBA		PROMEDIO Z _{cc}	
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	14.52 %	Impedancia de CC con base 41.67 MVA	10.67 %
	14.13 %		10.35 %

	13.97 %		10.3 %
--	---------	--	--------

Tabla 34: Característica de transformadores de potencia existente en las estaciones aledañas.

Con esto las variaciones de la Z_{cc} del TR-3 se puede visualizar en la siguiente tabla:

POSICIÓN	TENSIÓN (V)	Z_{cc}
1	242000	10.67 %
2	239250	10.63 %
3	236500	10.59 %
4	233750	10.55 %
5	231000	10.51 %
6	228250	10.47 %
7	225500	10.43 %
8	222750	10.39 %
9	220000	10.35 %
10	217250	10.34 %
11	214500	10.33 %
12	211750	10.33 %
13	209000	10.32 %
14	206250	10.32 %
15	203500	10.31 %
16	200750	10.31 %
17	198000	10.3 %

Tabla 35: Z_{cc} del TR-3 para distintos Tap's.

FLUJO DE CARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV

Recordemos que la ANDE tiene un criterio de mantener la barra de MT entre [23;24.15] Kv por planificación según [23]. La posición del TR-2 se mantendrá fija mientras que la del TR-3 va ir variando para la simulación de flujo de carga y fijar las posiciones relativas a modo de mejorar la operación de estos transformadores en la condición de paralelismo.

CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE

Se puede extraer del apéndice de la sección anterior la posición de tap de los transformadores que cumplen con lo descrito en [23] y verificar la corriente circulante entre los mismos a fin de llegar a una operación adecuada para la condición de paralelismo.

Como se puede observar en el apéndice B.3.2, cada posición de tap el rango de la corriente circulante se mantiene entre el 15% a 31% lo que descarta toda posibilidad de una operación en paralelo de los transformadores ya que genera mucha potencia circulante que se traduce en pérdidas. Recordemos que [24] permite un rango de pérdidas expresadas en la Tabla 8 del Capítulo 4.

RESUMEN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores se prepara una planilla que muestra a detalle la posición de tap de los transformadores de la ES-COV en la condición de paralelismo:

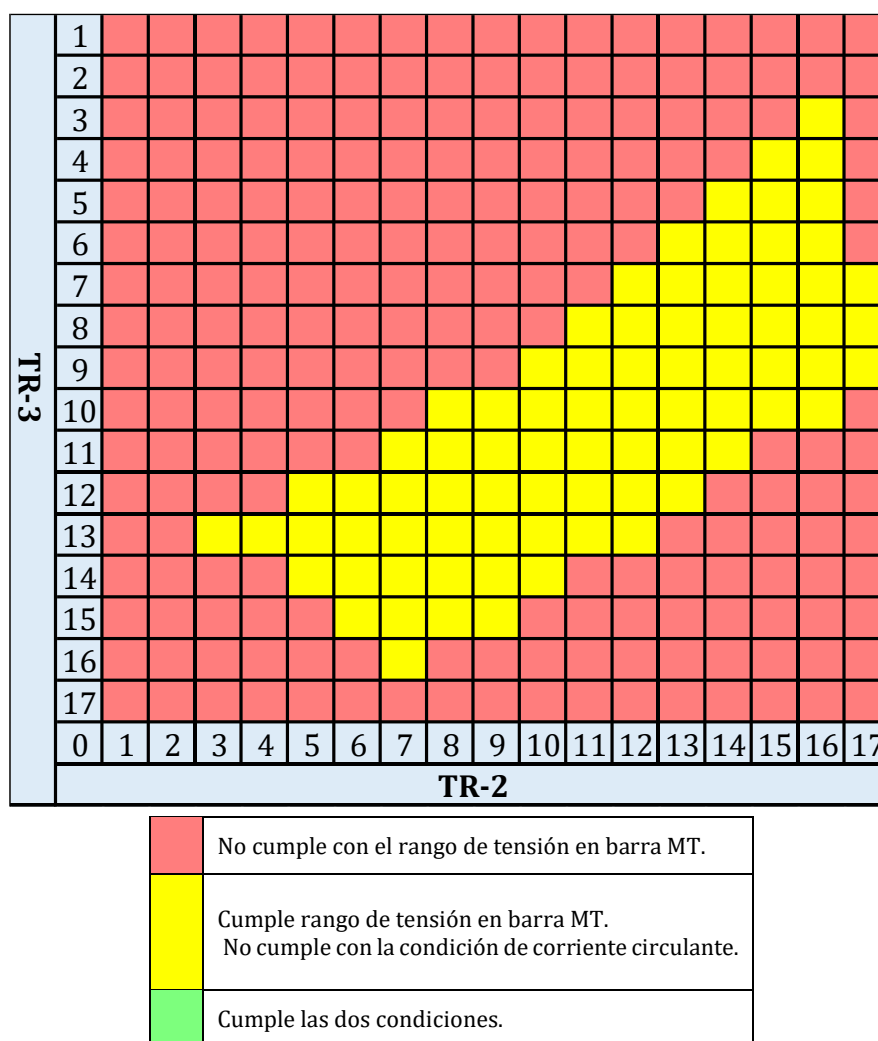


Tabla 36: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.

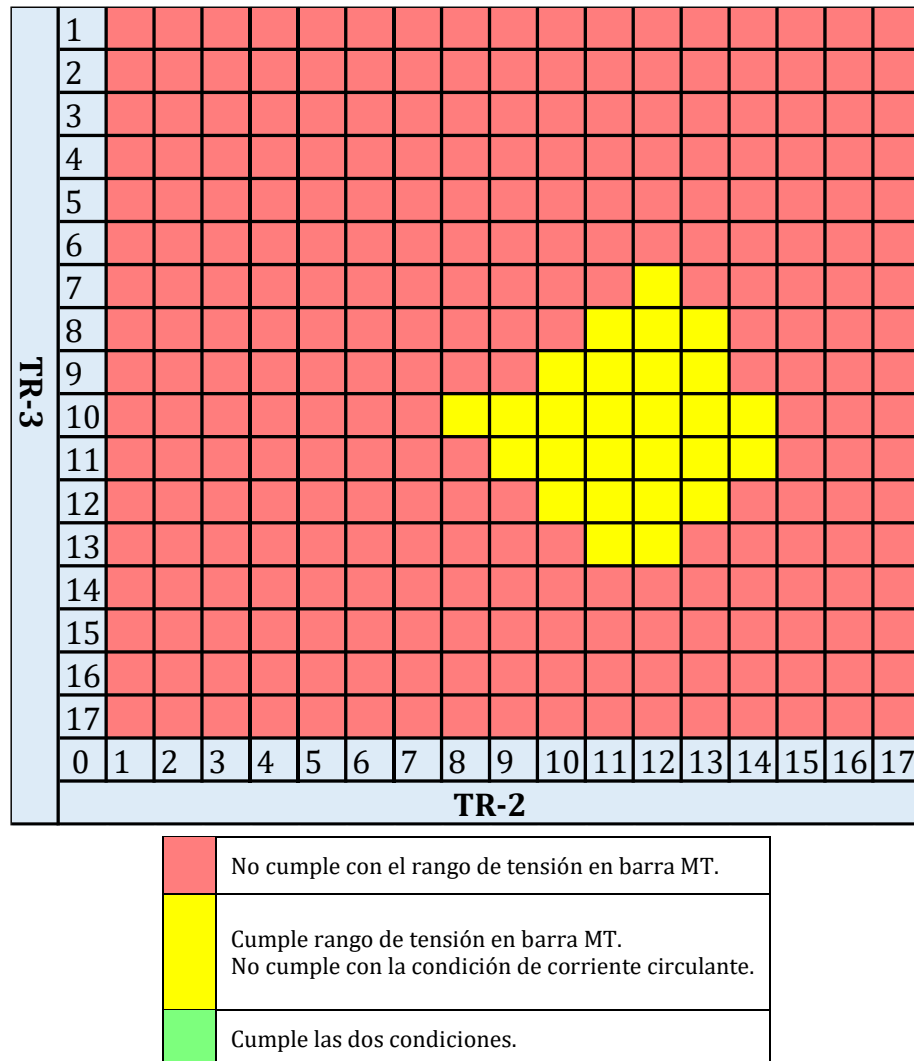


Tabla 37: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 72,26 MVA.

Como se puede observar en la Tabla 76 y 77 se muestra que en cada posición de tap el rango de la corriente circulante se mantiene entre el 20% a 65% lo que descarta toda posibilidad de una operación en paralelo de los transformadores ya que genera mucha potencia circulante que se traduce en pérdidas.

Además, la repartición de carga si bien se ha mejorado con respecto a la condición inicial no es la deseada. Ahora se tiene un porcentaje mayor atendida por el TR-3.

CONDICIÓN DE FALLAS

Project:	Short-Circuit Analysis (IEC363)	ETAP	Page:	2
Location:	Coronel Oviedo-Paraguay	19.0.1C	Date:	06-26-2023
Contract:			SN:	
Engineer:	Univ. Jonhatan López	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	escov		Config:	Normal

Breaking and DC Fault Current (kA)

(First Level Contributions)

Based on Maximum Through Fault Current

3-Phase fault at bus: **BARRA MT**

Nominal kV = 23.000 $I''_k = 17.413$

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc	TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc	TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
From ID: ES-COV											
0.01	11.838	18.016	13.580	0.02	11.409	15.223	10.079	0.03	10.953	13.260	7.475
0.04	10.473	11.850	5.543	0.05	9.974	10.795	4.131	0.06	9.780	10.250	3.067
0.07	9.584	9.851	2.277	0.08	9.386	9.537	1.690	0.09	9.184	9.270	1.255
0.10	8.980	9.030	0.941	0.15	8.239	8.242	0.213	0.20	6.845	6.845	0.048
0.25	5.529	5.529	0.011	0.30	5.529	5.529	0.002				
From ID: TR-3											
0.01	14.388	21.706	16.252	0.02	13.959	18.448	12.062	0.03	13.502	16.197	8.945
0.04	13.023	14.615	6.634	0.05	12.523	13.463	4.944	0.06	12.330	12.864	3.670
0.07	12.134	12.436	2.725	0.08	11.935	12.105	2.023	0.09	11.734	11.829	1.501
0.10	11.530	11.585	1.127	0.15	10.789	10.792	0.255	0.20	9.394	9.394	0.058
0.25	8.079	8.079	0.013	0.30	8.079	8.079	0.003				
From ID: TR-2											
0.01	13.744	20.774	15.578	0.02	13.315	17.633	11.561	0.03	12.859	15.455	8.574
0.04	12.379	13.916	6.358	0.05	11.879	12.789	4.739	0.06	11.686	12.204	3.518
0.07	11.490	11.783	2.611	0.08	11.291	11.456	1.939	0.09	11.090	11.183	1.439
0.10	10.886	10.939	1.080	0.15	10.145	10.148	0.245	0.20	8.750	8.751	0.055
0.25	7.435	7.435	0.013	0.30	7.435	7.435	0.003				

Figure 77: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.

Se puede observar que la corriente de cortocircuito para la condición de paralelismo es 17,41KA de los cuales el TR-2 asume 12.8 KA y el TR-3 asume 4.7 KA.

Si bien sabemos que para la condición de paralelismo de transformadores con iguales características menos la de la impedancia de cortocircuito no debe de ser mayor al 7,5%, la idea de las simulaciones es demostrar que la operación de los transformadores de potencia de la 220/23 kV de 41,67 MVA TR-2 y TR-3 de la ES-COV en paralelo no hace nada más que invertir esa mala repartición de carga que se tenía inicialmente, pero ahora hacia el TR-3.

CAMBIO DE TRANSFORMADOR

A pesar de los resultados obtenidos la idea de operación en paralelo de los transformadores de potencia de la ES-COV se podría llevar a cabo si se busca un transformador con características similares a uno de los transformadores instalados actualmente. En el apéndice B.1.1 se puede observar que el transformador de la ES-CYO es un candidato que tiene la siguiente característica:

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES			
Nombre	TR-3	Nombre	TR-2
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	13.7 %	Impedancia de CC con base 41.67 MVA	13.97 %
	13.8 %		14.13 %
	14.3 %		14.52 %

Tabla 38: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y el nuevo TR-3.

POSICIÓN	TENSIÓN (V)	Z _{cc}
1	242000	14.30 %
2	239300	14.24 %
3	236500	14.18 %
4	233800	14,11 %
5	231000	14.05 %
6	228300	13.99 %
7	225500	13.93 %
8	222800	13.86 %
9A	220000	13.8 %
9B		
9C		
10	217300	13.79 %
11	214500	13.78 %
12	211800	13.76 %
13	209000	13.75 %
14	206300	13.74 %
15	203500	13.73 %
16	200800	13.71 %
17	198000	13.70 %

Tabla 39: Z_{cc} del TR-2 para distintos Tap's.

Para esta propuesta la potencia instalada de la ES-COV se limita a:

$$S_{//} = \frac{Z_{TR-3} \times 100}{Z_{TR-2}}$$

$$S_{//} = \frac{13.8 \times 100}{14.13}$$

$$S_{//} = 97.66 \%$$

Como se puede observar el valor de la Z_{cc} del TR-2 es mayor que el nuevo TR-3 a lo que si el TR-3 opera en 41.67 MVA el TR-2 estaría operando a los:

$$S_{TR-2} = S_{Nom} \times \frac{S_{//}}{100}$$

$$S_{TR-2} = 41.67 \times \frac{97.66}{100}$$

$$S_{TR-2} = 40.69 \text{ MVA}$$

Dejando la potencia límite en:

$$S_{//M\acute{a}x} = 82.37 \text{ MVA}$$

FLUJO DE CARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV

Al igual que en la sección anterior la posición del TR-2 se mantendrá fija mientras que la del TR-3 va ir variando para la simulación de flujo de carga y fijar las posiciones relativas a modo de mejorar la operación de estos transformadores en la condición de paralelismo. Existe un rango de operación favorable para esta condición y se puede observar en el apéndice B.4.1.

CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE

Se puede extraer del apéndice de la sección anterior la posición de tap de los transformadores que cumplen con lo descrito en [23] y verificar la corriente circulante entre los mismos a fin de llegar a una operación adecuada para la condición de paralelismo.

Como se puede observar en el apéndice B.4.2, en algunas posiciones de tap el rango de la corriente circulante se mantiene entre el 0% a 5% lo que favorece bastante la posibilidad de una operación en paralelo de los transformadores. Recordemos que [24] permite un rango de pérdidas expresadas en la Tabla 8 del Capítulo 4 que cumple perfectamente este transformador.

RESUMEN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores se prepara una planilla que muestra a detalle la posición de tap de los transformadores en la condición de paralelismo luego del intercambio entre la ES-COV y la ES-CYO:

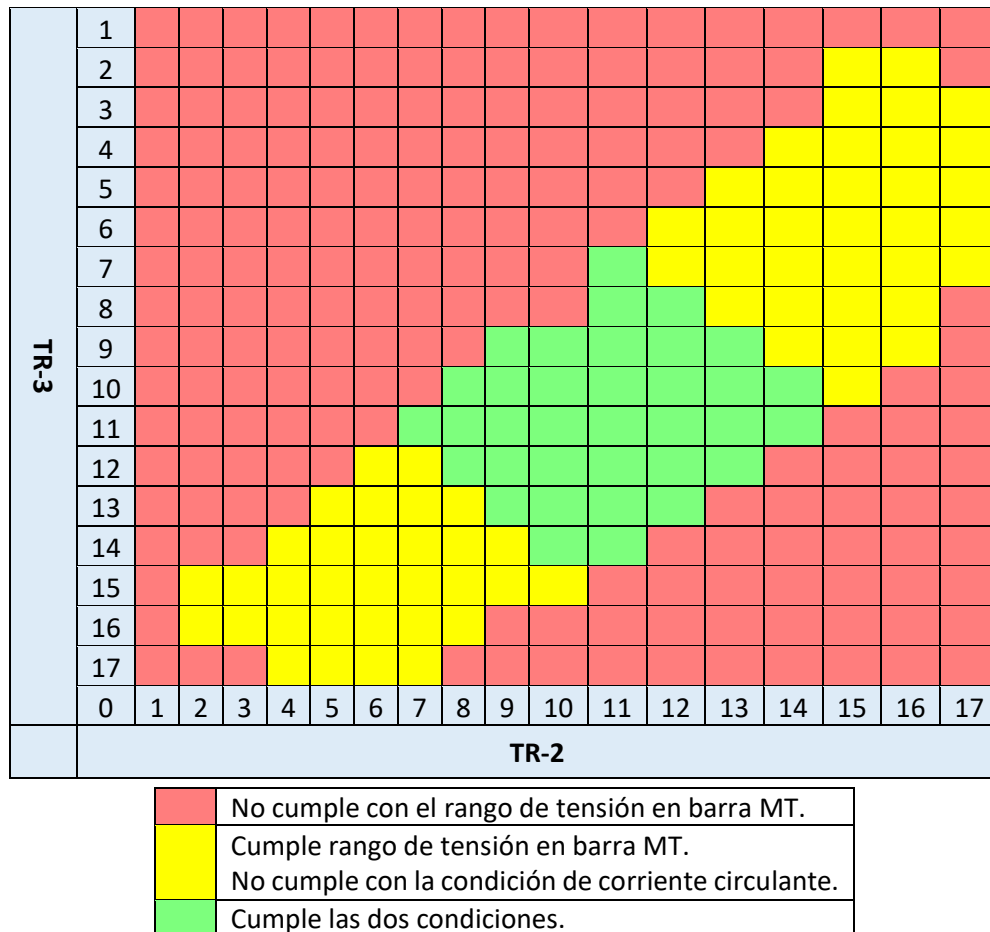
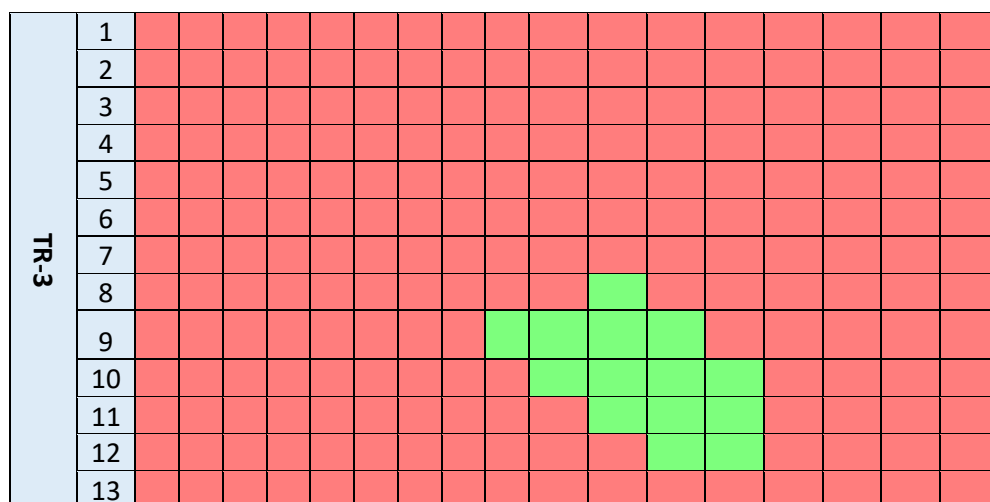


Tabla 40: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.



14																	
15																	
16																	
17																	
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
TR-2																	

	No cumple con el rango de tensión en barra MT.
	Cumple rango de tensión en barra MT.
	No cumple con la condición de corriente circulante.
	Cumple las dos condiciones.

Tabla 41: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 82,37 MVA.

EVENTOS DE FALLAS

Project:	Short-Circuit Analysis (IEC363)	ETAP	Page:	2
Location:	Coronel Oviedo-Paraguay	19.0.1C	Date:	07-01-2023
Contract:			SN:	
Engineer:	Univ. Jonhatan López	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	escov		Config:	Normal

Breaking and DC Fault Current (kA)

(First Level Contributions)

Based on Maximum Through Fault Current

3-Phase fault at bus: **BARRA MT**

Nominal kV = 23.000 I^{1%k} = 19.087

TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}	TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}	TD (S)	Ib sym	Ib asym	I _{dc}
From ID: ES-COV											
0.01	13.507	20.553	15.492	0.02	13.017	17.368	11.498	0.03	12.497	15.128	8.526
0.04	11.949	13.519	6.323	0.05	11.379	12.318	4.716	0.06	11.159	11.695	3.501
0.07	10.935	11.240	2.599	0.08	10.708	10.881	1.930	0.09	10.479	10.576	1.433
0.10	10.246	10.303	1.077	0.15	9.564	9.567	0.245	0.20	7.958	7.958	0.056
0.25	6.443	6.443	0.013	0.30	6.443	6.443	0.003				
From ID: TR-2											
0.01	15.682	23.701	17.771	0.02	15.193	20.119	13.189	0.03	14.672	17.633	9.781
0.04	14.125	15.878	7.253	0.05	13.554	14.594	5.410	0.06	13.334	13.926	4.016
0.07	13.110	13.445	2.982	0.08	12.884	13.072	2.214	0.09	12.654	12.760	1.644
0.10	12.421	12.483	1.236	0.15	11.739	11.743	0.281	0.20	10.133	10.134	0.064
0.25	8.618	8.618	0.014	0.30	8.618	8.618	0.003				
From ID: TR-3											
0.01	15.635	23.633	17.722	0.02	15.146	20.060	13.153	0.03	14.625	17.579	9.754
0.04	14.078	15.827	7.233	0.05	13.507	14.545	5.395	0.06	13.287	13.878	4.005
0.07	13.063	13.398	2.974	0.08	12.837	13.025	2.208	0.09	12.607	12.713	1.639
0.10	12.374	12.436	1.233	0.15	11.693	11.696	0.280	0.20	10.087	10.087	0.064
0.25	8.571	8.571	0.014	0.30	8.571	8.571	0.003				

Figure 78: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.

La propuesta de cambio de transformador entre la ES-COV y la ES-CYO le genera un beneficio a la ES-COV de 10.11 MVA o 13.99% más, con esto se puede considerar ese cambio como una alternativa a solución del problema.

Otra opción a considerar sería intercambiar uno de los transformadores de ES-COV por uno existente en ES-SES, específicamente el TR-1 MITSUBISHI. De acuerdo con los datos recolectados, este intercambio podría mejorar la situación de ES-COV en un 14.43%, permitiendo acceder al 99.22% de su potencia instalada en esa condición, ya que este transformador cumple con las características deseadas.

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES			
Nombre	TR-3	Nombre	TR-2
Tensión primario	220000 V	Tensión primario	220000 V
Tensión secundario	23000 V	Tensión secundario	23000 V
Impedancia de CC con base 41.67 MVA	13.91 %	Impedancia de CC con base 41.67 MVA	13.97 %
			14.13 %
			14.52 %

Tabla 42: Comparativa de la impedancia de CC del TR-2 y el nuevo TR-3.

POSICIÓN	TENSIÓN (V)	Z _{cc}
1	242000	14.23 %
2	239300	14.19 %
3	236500	14.15 %
4	233800	14,11 %
5	231000	14.07 %
6	228300	14.03 %
7	225500	13.99 %
8	222800	13.95 %
9A	220000	13.91 %
9B		
9C		
10	217300	13.91 %
11	214500	13.90 %
12	211800	13.90 %
13	209000	13.89 %
14	206300	13.89 %
15	203500	13.88 %
16	200800	13.87 %
17	198000	13.86 %

Tabla 43: Z_{cc} del TR-2 para distintos Tap's.

Para esta propuesta la potencia instalada de la ES-COV se limita a:

$$S_{//} = \frac{Z_{TR-3} \times 100}{Z_{TR-2}}$$

$$S_{//} = \frac{13.91 \times 100}{14.13}$$

$$S_{//} = 98.44 \%$$

Como se puede observar el valor de la Z_{cc} del TR-2 es mayor que el nuevo TR-3 a lo que si el TR-3 opera en 41.67 MVA el TR-2 estaría operando a los:

$$S_{TR-2} = S_{Nom} \times \frac{S_{//}}{100}$$

$$S_{TR-2} = 41.67 \times \frac{98.44}{100}$$

$$S_{TR-2} = 41.02 \text{ MVA}$$

Dejando la potencia límite en:

$$S_{//M\acute{a}x} = 82.69 \text{ MVA}$$

FLUJO DE CARGA Y TENSION EN BARRA DE 23KV

Al igual que con el transformador anterior la posición del TR-2 de la ES-COV se mantendrá fija mientras que la del TR-3 va ir variando para la simulación de flujo de carga y fijar las posiciones relativas a modo de mejorar la operación de estos transformadores en la condición de paralelismo. Existe un rango de operación favorable para esta condición y se puede observar en el apéndice B.4.3.

CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE

Se puede extraer del apéndice de la sección anterior la posición de tap de los transformadores que cumplen con lo descrito en [23] y verificar la corriente circulante entre los mismos a fin de llegar a una operación adecuada para la condición de paralelismo.

Como se puede observar en el apéndice B.4.4, en algunas posiciones de tap el rango de la corriente circulante se mantiene entre el 0% a 5% lo que favorece bastante la posibilidad de una operación en paralelo de los transformadores. Recordemos que [24] permite un rango de pérdidas expresadas en la Tabla 8 del Capítulo 4 que cumple perfectamente este transformador.

EVENTOS DE FALLAS

Project:	Short-Circuit Analysis (IEC363	ETAP	Page:	2
Location:	Coronel Oviedo-Paraguay	19.0.1C	Date:	06-30-2023
Contract:			SN:	
Engineer:	Univ. Jonhatan López	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	escov		Config:	Normal

Breaking and DC Fault Current (kA)
(First Level Contributions)
Based on Maximum Through Fault Current

3-Phase fault at bus: **BARRA MT**

Nominal kV = 23.000 I^{rk} = 18.819

TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc	TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc	TD (S)	Ib sym	Ib asym	Idc
From ID: ES-COV											
0.01	13.266	20.189	15.219	0.02	12.785	17.062	11.298	0.03	12.274	14.862	8.380
0.04	11.736	13.281	6.216	0.05	11.176	12.100	4.638	0.06	10.960	11.488	3.444
0.07	10.740	11.040	2.558	0.08	10.517	10.687	1.899	0.09	10.292	10.388	1.410
0.10	10.063	10.119	1.061	0.15	9.380	9.383	0.241	0.20	7.804	7.804	0.055
0.25	6.317	6.317	0.012	0.30	6.317	6.317	0.003				
From ID: TR-2											
0.01	15.430	23.322	17.487	0.02	14.949	19.799	12.982	0.03	14.438	17.355	9.629
0.04	13.901	15.628	7.143	0.05	13.340	14.365	5.329	0.06	13.124	13.708	3.957
0.07	12.904	13.235	2.939	0.08	12.682	12.868	2.182	0.09	12.456	12.561	1.621
0.10	12.228	12.288	1.219	0.15	11.545	11.548	0.277	0.20	9.969	9.969	0.063
0.25	8.481	8.481	0.014	0.30	8.481	8.481	0.003				
From ID: TR-3											
0.01	15.400	23.279	17.456	0.02	14.920	19.762	12.959	0.03	14.408	17.321	9.612
0.04	13.871	15.596	7.130	0.05	13.311	14.334	5.320	0.06	13.094	13.677	3.950
0.07	12.875	13.205	2.934	0.08	12.652	12.838	2.179	0.09	12.426	12.531	1.618
0.10	12.198	12.258	1.217	0.15	11.515	11.518	0.277	0.20	9.939	9.939	0.063
0.25	8.452	8.452	0.014	0.30	8.452	8.452	0.003				

Figure 79: Reporte Short-Circuit analysis en la condición de paralelismo de ETAP.

RESUMEN DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores se prepara una planilla que muestra a detalle la posición de tap de los transformadores en la condición de paralelismo luego del intercambio entre la ES-COV y la ES-CYO.

En el plano horizontal tenemos el TR-2 y el plano vertical el TR-3:

TR-3	1																
	2																
	3																
	4																
	5																
	6																
	7																

	8																
	9																
	10																
	11																
	12																
	13																
	14																
	15																
	16																
	17																
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	TR-2																

	No cumple con el rango de tensión en barra MT.	
	Cumple rango de tensión en barra MT. cumple con la condición de corriente circulante.	No
	Cumple las dos condiciones.	

Tabla 44: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 60,35 MVA.

TR-3	1																
	2																
	3																
	4																
	5																
	6																
	7																
	8																
	9																
	10																
	11																
	12																
	13																
	14																
	15																
	16																
	17																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	TR-2																

	No cumple con el rango de tensión en barra MT.	
	Cumple rango de tensión en barra MT. cumple con la condición de corriente circulante.	No
	Cumple las dos condiciones.	

Tabla 45: Posición óptima de operación de los transformadores según el software ETAP para una carga de 82,69 MVA.

La propuesta de cambio de transformador entre la ES-COV y la ES-SES le genera un beneficio a la ES-COV de 10.43 MVA o 14.43% más, con esto se puede considerar ese cambio como una alternativa a solución del problema.

CRITERIOS DE OPERACIÓN EN PARALELO	ES-SES	ES-CYO	SIN CAMBIO
Potencia límite	82.69 MVA	82.39 MVA	72.26 MVA
Potencia inaccesible	0.65 MVA	1.32 MVA	11.08 MVA
Pérdidas por corriente circulante	[0 - 5] %	[0 - 5] %	[20 - 65] %
Corriente de cortocircuito total	18.82 KA	19.09 KA	17.41 KA

Tabla 46: Comparación de los criterios principales en la operación en paralelo de los transformadores de la ES-COV.

COMPRA DE UN TRANSFORMADOR CON SIMILARES CARACTERÍSTICAS

Esta propuesta sugiere reemplazar el transformador actual por uno con la misma impedancia de cortocircuito y base, lo que permitiría una absorción de demanda y distribución de corriente de cortocircuito equivalentes en magnitud. El comportamiento de estos transformadores en la condición de paralelismo podría ser muy similar al comportamiento de los transformadores analizados en la sección anterior. Adquirir un equipo nuevo con las especificaciones requeridas es una opción viable, ya que permitiría igualar o reducir al máximo la diferencia entre las impedancias, con eso, se lograría mantener la tensión secundaria dentro del rango establecido por el Plan Maestro de la ANDE y se reduciría las pérdidas por corriente circulante a niveles permitidos por la International Standard IEC, pero este proceso lleva tiempo y su costo.

CONCEPTO	CANTIDAD	COSTO
Compra de un transformador de potencia 220/23 KV de 41,67 MVA	1[U]	837000\$
Transporte de un transformador de potencia de 41,67 MVA	246[KM]	591.45 \$
Tratamiento de aceite	1[U]	2400 \$

Mantenimiento de transformador de potencia	1[U]	1275 gs
Montaje de transformador de potencia	1[U]	4239 gs
SUBTOTAL		845505.45 \$
IMPREVISTOS		42275.27 \$
TOTAL		887780.72 \$

Tabla 47: Costo de un transformador de potencia de 220/23 KV de 41,67 MVA.

Es evidente que el presupuesto para la compra de un nuevo transformador es alto, y esto no incluye los costos de equipos de protección y seccionadores, lo que podría elevar el costo total a más de 1 millón de dólares.

EVALUACIÓN TÉCNICA

INDICADORES	PARALELISMO				BARRA INDEPENDIENTE
	SIN CAMBIO	CAMBIO		NUEVO	EQUILIBRIO DE CARGA
		ES-SES	ES-CYO		
Es posible mantener el nivel de tensión como lo expresa el Plan Maestro de La ANDE.	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Se tiene confiabilidad en el sistema.	No	Sí	Sí	Sí	No
Se tiene potencia disponible.	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Se presenta pérdidas eléctricas operativas considerables.	Sí	No	No	No	No
Existe riesgo de sobrecarga en los transformadores.	Sí	No	No	No	No
Se necesita adaptación de la infraestructura de la subestación.	No	No	No	No	Sí
Soluciona el problema.	No	Sí	Sí	Sí	Sí

Se tiene los equipos necesarios para su implementación.	Sí	Sí	Sí	No	Sí
La subestación tiene transformador de respaldo en caso de fuera de servicio del transformador de potencia.	Sí	Sí	No	Sí	Sí

	Indicadores positivos
	Indicadores negativos
	Indicadores neutros (tienen alternativas a solución)

Tabla 48: Evaluación técnica de las alternativas.

Según la información presentada en la tabla anterior y en la Tabla 56, tanto la propuesta de intercambio de transformadores de potencia entre ES-COV y ES-SES como la propuesta de intercambio entre ES-COV y ES-CYO son alternativas técnicamente viables. Sin embargo, la diferencia radica en que el último requiere el uso de subestaciones móviles para su implementación. Por lo tanto, es necesario comparar el costo de implementación de cada una de estas opciones para obtener un resultado.

COMPARACIÓN DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN

CAMBIO DE TRANSFORMADOR ENTRE LA ES-COV Y LA ES-CYO

CONCEPTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Desmontaje de transformador de potencia	2	31658900 gs	63317800 gs
Traslado de transformador de potencia	2	1204544 gs	2409088 gs
Tratamiento de aceite	2	17040000 gs	34080000 gs
Mantenimiento de	2	9052500 gs	9052500 gs

transformador de potencia			
Montaje de transformador de potencia	2	30096900 gs	60193800 gs
Puesta en servicio de subestación móvil	1	12788094 gs	12788094 gs
SUBTOTAL			181841282 gs
IMPREVISTOS			9092064.1 gs
TOTAL			190933346 gs

Tabla 49: Presupuesto del cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-CYO.

CAMBIO DE TRANSFORMADOR ENTRE LA ES-COV Y LA ES-SES

CONCEPTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Desmontaje de transformador de potencia	2	31658900 gs	63317800 gs
Traslado de transformador de potencia	2	4253950 gs	8507900 gs
Tratamiento de aceite	2	17040000 gs	34080000 gs
Mantenimiento de transformador de potencia	2	9052500 gs	9052500 gs
Montaje de transformador de potencia	2	30096900 gs	60193800 gs
SUBTOTAL			175152000 gs

IMPREVISTOS	8757600 gs
TOTAL	183909600 gs

Tabla 50: Presupuesto del cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-SES.

Al comparar el costo de implementación de ambas alternativas, se puede ver que el cambio entre ES-COV y ES-SES tiene un costo menor y permite un mejor aprovechamiento de la potencia instalada en la subestación en condiciones de paralelismo de transformadores.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se llevaron a cabo simulaciones en condiciones de demanda máxima y condiciones actuales, utilizando datos recolectados de la ES-COV y variando los bancos de capacitores y los TAP de los transformadores TR-2 y TR-3. Las simulaciones se realizaron tanto en la condición de barra independiente como en la condición de paralelismo de transformadores, utilizando los transformadores existentes, adquiriendo un nuevo transformador e intercambiando transformadores entre la ES-COV y la ES-CYO o la ES-COV y la ES-SES. A través de las simulaciones realizadas en el software ETAP se encontró que el aprovechamiento de la potencia instalada para los transformadores existentes era del 86.71%, mientras que para el cambio entre la ES-COV y la ES-CYO era del 98.86% y para el cambio entre la ES-COV y la ES-SES era del 99.22%. Se evaluó que los transformadores existentes en la ES-COV tenían una mala operación en la condición de paralelismo debido a diferencias en la impedancia de cortocircuito y una absorción desigual en cuanto a la demanda de potencia y corriente de cortocircuito. Se propusieron cinco alternativas de mejoramiento: equilibrar la carga entre las barras realizada en base a la recomendación del software **CEC ES-COV**, utilizar los existentes en la ES-COV, adquirir un nuevo transformador, cambiar transformadores entre la ES-COV y la ES-CYO, o cambiar transformadores entre la ES-COV y la ES-SES. La alternativa con mayores beneficios resultó ser el intercambio de uno de los transformadores de la ES-COV por otro de la ES-SES. Se intercambió el TR-01 de la ES-SES por el TR-3 de la ES-COV, dejando los transformadores NARI y MITSUBISHI para la ES-COV. La simulación de demanda al límite, en condiciones actuales y en eventos de fallas de los transformadores de potencia ya intercambiados se llevó a cabo con éxito, cumpliendo con las exigencias planteadas. Esto resultó en un aumento en el aprovechamiento de la potencia instalada y una distribución equitativa de la carga y corriente de cortocircuito entre ambos equipos. Esto proporcionó una mayor capacidad, confiabilidad y continuidad del servicio a la ES-COV. Debido a la similitud en las relaciones de transformación, el método de Master-Follower es aplicable en este caso.

CONCLUSIONES

En conclusión, la conexión en paralelo de transformadores de potencia debe estar siempre ligada a la reducción de pérdidas, la confiabilidad y el aumento de la potencia instalada, sin descuidar las condiciones que influyen en su buena operación. Esto evita exponer al transformador a sobretensiones y sobrecorrientes en caso de falla. Además, cumplir con todas las condiciones facilita la elección de un método adecuado de compensación para reducir las corrientes circulantes en la condición de paralelismo.

Cabe mencionar que todos los análisis se realizaron en estado estable, sin considerar el comportamiento dinámico de los transitorios. En estado estable, se concluye que la conexión en paralelo de los dos transformadores existentes de la ES-COV presenta inconvenientes considerables debido a la gran diferencia entre sus impedancias de cortocircuito, lo que genera corrientes circulantes significativas. En cuanto a la repartición de carga, el TR-3 tiene una impedancia menor y por lo tanto se carga más.

Con los resultados obtenidos, se concluye que no se pueden conectar en paralelo estos transformadores. Sin embargo, con la propuesta final de intercambiar los transformadores entre la Estación de Coronel Oviedo y la Estación de San Estanislao, se obtuvieron resultados favorables para ambas estaciones, aumentando hasta un 14,43% la potencia disponible en la condición de paralelismo para la ES-COV y favoreciendo a la ANDE. Además, se desarrolló un software para estudiar el comportamiento de los alimentadores de la ES-COV y dar una recomendación adecuada para su repartición entre las barras. Esta herramienta queda a disposición de la ANDE y los alumnos de la facultad de FCYT.

RECOMENDACIONES

- Se sugiere realizar simulaciones en estado transitorio para comprender completamente el comportamiento en paralelo de los transformadores en la subestación. Para ello, será necesario incluir los parámetros de impedancia de los elementos que conforman la subestación. De esta manera, se podrá observar el efecto de los transitorios en la conmutación o cambio de tap. Es importante estudiar los transitorios ya que, al producirse un cambio de tap, las tensiones y corrientes pueden aumentar hasta un punto en el que puedan causar daños a los transformadores. Para llevar a cabo el análisis dinámico, se puede utilizar un software más potente para la simulación, como por ejemplo ATPDraw.
- Realizar el mantenimiento de ambos transformadores, principalmente en los dispositivos de refrigeración del transformador MITSUBISHI que asumirá mayor carga.
- En caso de necesidad mejorar las compensaciones reactivas de 23kV para mitigar el aumento excesivo de la corriente.
- Finalmente, se recomienda a los futuros estudiantes que profundicen en el tema y exploren la posibilidad de aplicar la misma metodología de análisis en otras Estaciones con problemas similares de paralelismo de transformadores.

APÉNDICE

APÉNDICE A: RESUMEN EJECUTIVO

APÉNDICE A.1: FACTIBILIDAD ECONÓMICA

A.1.1. DETALLE DE ACTIVIDADES PARA EJECUCIÓN DEL CAMBIO DINÁMICO DE

ALIMENTADORES DE LA ES-COV

ACTIVIDADES	CANTIDAD	COSTO
Transferencia de carga entre alimentadores	4[u]	2 personas=15\$ por hora c/u 2 horas trabajadas
Desenergización y monitoreo de los alimentadores dinámicos	4[u]	1 persona=15\$ por cada hora c/u 1 hora trabajada
Desacople y cambio de barra de alimentadores dinámicos	4[u]	6 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Energización y monitoreo de los alimentadores dinámicos	4[u]	1 persona=15\$ por cada hora c/u 1 hora trabajada
TOTAL		610 \$

Tabla 51: Costo operativo de mudanza de posición en barra de alimentadores dinámicos según SMMT.DT MET-2.

A.1.2. DETALLE DE ACTIVIDADES PARA EJECUCIÓN DEL CAMBIO DE

TRANSFORMADORES ENTRE LA ES-COV Y LA ES-SES

DESMONTAJE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio

Extracción del aceite	2 personas = 18\$ por Hora c/u 3 horas trabajadas 8\$ materiales y uso de cromatógrafo por 3 horas
Desconexión de los conductores del lado 220KV y lado 23KV	3 Personas = 15\$ por hora c/u 4 horas trabajadas
Desmontaje del tanque de expansión	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 4 horas trabajadas
Extracción del núcleo y bobinados	6 personas = 15\$ por hora c/u 16 horas trabajadas 1 puente grúa de 200Tn 52\$ por hora 12 horas trabajadas
Desmontaje del radiador y cañerías de refrigeración	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 3 horas trabajadas
Desmontaje del cubículo sílica gel	2 personas = 15\$ por hora c/u 1 hora trabajada
Desmontaje de los bushings del primario y secundario	3 personas = 15\$ por hora c/u 8 horas trabajadas 1 camión munck 40\$ por hora 3 horas trabajadas
Descableado del gabinete del trafo	2 personas = 15\$ por hora c/u

	4 horas trabajadas
Descableado de los sensores de temperatura y de ventilación	2 personas = 15\$ por hora c/u 2 horas trabajadas
Desconexión de la puesta tierra	2 personas = 15\$ por hora c/u 1 hora trabajada
Extracción de la cuba y montaje en el camión de traslado	6 personas = 15\$ por hora c/u 4 horas trabajadas 1 puente grúa de 200Tn 52\$ por hora 4 horas trabajadas
Desmontaje del tablero de control	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Extracción de los conductores de protección, medición y control de los canales y conductos	2 personas = 15\$ por hora c/u 2 horas trabajadas
TOTAL	4459 \$

Tabla 52: Costo operativo del desmontaje de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.

MONTAJE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio
Montaje sobre el riel la cuba del trafo	6 personas = 15\$ por hora c/u 4 horas trabajadas 1 puente grúa de 200Tn 52\$ por hora 4 horas trabajadas
Montaje de los bushings del primario y secundario	3 personas = 15\$ por hora c/u 8 horas trabajadas

	1 camión munck 40\$ por hora 3 horas trabajadas
Montaje del núcleo y bobinados	6 personas = 15\$ por hora c/u 16 horas trabajadas 1 puente grúa de 200Tn 52\$ por hora 12 horas trabajadas
Montaje del radiador y cañerías de refrigeración	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 3 horas trabajadas
Montaje del tanque de expansión	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 4 horas trabajadas
Inserción de aceite en la cuba	2 personas = 18\$ por Hora c/u 3 horas trabajadas 8\$ materiales y uso de cromatógrafo por 3 horas
Montaje de ventiladores del radiador	2 personas = 15\$ por hora c/u 2 horas trabajadas
Montaje del tablero de control	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 4 horas trabajadas
Cableado de los sensores de temperatura y de ventilación	2 personas = 15\$ por hora c/u

	2 horas trabajadas
Conexión de la puesta tierra	2 personas = 15\$ por hora c/u 1 hora trabajada
Lanzamiento de los conductores de protección, medición y control de los canales y conductos	2 personas = 15\$ por hora c/u 2 horas trabajadas
Conexión de los conductores del lado 220KV y lado 23KV	3 Personas = 15\$ por hora c/u 4 horas trabajadas
TOTAL	4239 \$

Tabla 53: Costo operativo de montaje de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.

TRANSPORTE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio
Chofer	1 persona= 29200gs por hora c/u 8 horas trabajadas
Combustible	6875 gs/km
Mantenimiento	3200 gs/km
Neumáticos	465 gs/km
Seguro	3850 gs/km
Lavado	781 gs/km
Para un recorrido desde la ES-COV a ES-CYO (32km) y desde la ES-CYO a ES-COV (32km) intercambio de transformadores de potencia.	
TOTAL	1204544 Gs

Tabla 54: Costo operativo de transporte de un transformador de potencia desde la ES-COV a la ES-CYO.

TRANSPORTE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio

Chofer	1 persona= 29200gs por hora c/u 16 horas trabajadas
Combustible	6875 gs/km
Mantenimiento	3200 gs/km
Neumáticos	465 gs/km
Seguro	3850 gs/km
Lavado	781 gs/km
Para un recorrido desde la ES-COV a ES-SES (125km) y desde la ES-SES a ES-COV (125km) intercambio de transformadores de potencia.	
TOTAL	4259950 Gs

Tabla 55: Costo operativo de transporte de un transformador de potencia desde la ES-COV a la ES-SES.

TRATAMIENTO DE ACEITE DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio
Desagüe y recarga de aceite filtrado en cuba de transformador	6 personas = 15\$ por hora c/u Total = 6 horas drenaje + 24 horas de recirculación y llenado de aceite
Proceso de tratamiento micro filtración	2 personas = 15\$ por hora c/u
Proceso de tratamiento de deshidratación y desgasificación bajo vacío	Total = 48 horas de circulación de aceite (aproximadamente 3 veces el volumen de aceite)
Análisis de rigidez dieléctrica	2 personas = 15\$ por hora c/u 3 horas
Crogratograma de aceite	2 personas = 15\$ por hora c/u

	5 horas
Pruebas fisicoquímicos	2 personas = 15\$ por hora c/u 3 horas
Análisis de Tangente delta	2 personas = 15\$ por hora c/u 3 horas
TOTAL	2400 \$

Tabla 56: Costo operativo del tratamiento de aceite refrigerante de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.

MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 41,67 MVA	
Descripción	Precio
Resistencia óhmica del bobinado	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Resistencia de aislación	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Relación de transformación	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Factor de potencia y capacitancia de los bushings	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 2 horas trabajadas
Ensayo de verificación térmica	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Medición de vibración, tensión, sonido, corriente y resistencia de aislación de los motores.	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Testeo de sensores de trafo de potencia	3 personas = 15\$ por hora c/u

	1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Testeo de cableado de control, protección y medición (Megger)	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Configuración cable Ethernet y GPS	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Calibración de equipos de control, protección y medición	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
Calibración de equipo de paralelismo (Maestro/seguiror)	3 personas = 15\$ por hora c/u 1 camion munck 40\$ por hora 1 horas trabajadas
TOTAL	1275 \$

Tabla 57: Costo operativo de calibración y puesta en servicio de un transformador de potencia según SMMT.DT MET-1.

PUESTA EN SERVICIO DE SUBESTACIÓN MÓVIL 220/23 KV			
CONCEPTO	COSTO	AÑO	GS/DÍA
Subestación móvil 220/23 KV	3000000\$	50	164.38\$
Recorrido promedio		12000	
Seguro anual	3.04\$	1	0.092\$
Interés de capital	0.56\$	1	0.017\$
Mantenimiento	1000\$	1	30.42\$
Neumáticos	540\$	3	5.47\$
Gastos varios	400\$		
Total (3 días)	1801.14\$		

Tabla 58: Costo de puesta en servicio de una subestación móvil.

A.1.3. BENEFICIOS INDIRECTOS

Evitar costos por avería de transformador:

En sí la avería de un nuevo transformador ya le supone a la ANDE una pérdida de 887780.73\$ con la compra, el traslado, montaje, ensayos y calibraciones para puesta en servicio. Así también, se tiene aproximadamente el 30% de la carga de la ES-COV sin energía durante 31 horas, tiempo que tarda el emplazamiento de un transformador móvil hasta la ES-COV. Totalizando así 871968.05\$ que se convierten en beneficios para la ANDE.

Continuidad del servicio:

Con la implementación de las soluciones se evitarán las pérdidas por alivio de cargas en caso de sobrecarga de uno de los transformadores. La pérdida generada por la potencia interrumpida en el tiempo aproximado que son 3 horas para la realimentación y el costo por KWH de energía (se tiene en cuenta el costo de la categoría residencial ya que es la que predomina en todos los alimentadores). [22]

ALIMENTADOR	POTENCIA INTERRUMPIDA	COSTO UNITARIO	TOTAL
COV-1	0,24[MVA]	435 gs	313200 gs
COV-2	6,69[MVA]	435 gs	8730450 gs
COV-3	3,11[MVA]	435 gs	4058550 gs
COV-4	0,00[MVA]	435 gs	0 gs
COV-5	6,21[MVA]	435 gs	8104050 gs
COV-6	7,17[MVA]	435 gs	9356850 gs
COV-7	6,45[MVA]	435 gs	8417250 gs
COV-8	6,69[MVA]	435 gs	8730450 gs
COV-9	5,98[MVA]	435 gs	7803900 gs
COV-10	5,50[MVA]	435 gs	7177500 gs
COV-11	0,00[MVA]	435 gs	0 gs
COV-12	2,63[MVA]	435 gs	3432150 gs
COV-13	2,87[MVA]	435 gs	3745350 gs
COV-14	3,35[MVA]	435 gs	4371750 gs

Tabla 59: Pérdidas por interrupción de potencia discriminados de manera independiente por cada alimentador en verano.

A.1.4. BENEFICIOS DIRECTOS

Reducción de pérdida de energía en la operación en paralelo:

Para calcular el beneficio por energía en esta condición de operación se tuvo en cuenta la ganancia de potencia que se obtuvo al evitar las pérdidas generadas en la condición de paralelismo propuesto en el **Capítulo 6** que es aproximadamente 10.43 MVA para el último año de proyección. Al igual que en la sección anterior se tiene en cuenta el costo para la categoría residencial.

AÑO	TIEMPO DE PICO	TOTAL EN GUARANIES
0	4 horas	65.333.520 gs
1	4 horas	130.667.040 gs
2	4 horas	196.000.560 gs
3	4 horas	261.334.080 gs
4	4 horas	326.667.600 gs

Tabla 60: Ganancia de energía en la condición de potencia límite anual.

A.1.5. COSTOS

CAMBIO DE POSICIÓN DE ALIMENTADORES DINÁMICOS

CONCEPTO	CANTIDAD	COSTO
Cambio de posición de alimentadores dinámicos	4[U]	610 \$
Energía no facturada en invierno	4[MVA]	435 gs
SUBTOTAL (8 HORAS)		31244000 gs
IMPREVISTOS		1562200 gs
TOTAL		32.806.200 gs

Tabla 61: Presupuesto de ejecución de la solución temporal en invierno.

CONCEPTO	CANTIDAD	COSTO
Cambio de posición de alimentadores dinámicos	4[U]	610 \$
Energía no facturada en verano	12[MVA]	435 gs
SUBTOTAL (8 HORAS)		59084000 gs

IMPREVISTOS	2954200 gs
TOTAL	62.038.200 gs

Tabla 62: Presupuesto de ejecución de la solución temporal en verano.

CAMBIO DE TRANSFORMADOR ENTRE LA ES-COV Y LA ES-SES

CONCEPTO	COSTO TOTAL
SUBTOTAL	175152000 gs
IMPREVISTOS	8757600 gs
TOTAL	183.909.600 gs

APÉNDICE B: INGENIERÍA DE DISEÑO

APÉNDICE B.1: RECOLECCIÓN DE DATOS

B.1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 220/23 KV DE 41,67 MVA DE LA ES-COV (TR-2)

DATOS DEL PRIMARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	242000	59.6	79.5	99.4
2	239300	60.3	80.4	100.5
3	236500	61	81.4	101.7
4	233800	61.7	82.3	102.9
5	231000	62.5	83.3	104.1
6	228300	63.2	84.3	105.4
7	225500	64	85.3	106.7
8	222800	64.8	86.4	108
9A	220000	65.6	87.5	109.3
9B				
9C				
10	217300	66.4	88.6	110.7
11	214500	67.3	89.7	112.1
12	211800	68.1	90.9	113.6
13	209000	69.1	92.1	115.1
14	206300	70	93.3	116.6
15	203500	70.9	94.6	118.2
16	200800	71.9	95.8	119.8

17	198000	72.9	97.2	121.5
DATOS DE TRANSFORMADOR				
Nombre		TR-2		
Tensión primario		220000 V		
Tensión secundario		23000 V		
Impedancia de CC con base 25MVA de 242000/23000 v		8.71 %		
Impedancia de CC con base 25MVA de 220000/23000 v		8.48 %		
Impedancia de CC con base 25MVA de 198000/23000 v		8.38 %		
DATOS DEL SECUNDARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	23000	628	837	1046

Tabla 63: Datos de placa del TR-2 de la ES-COV.

B.1.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 220/23 KV DE 41,67 MVA DE LA ES-COV (TR-3)

DATOS DEL PRIMARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	242000	59.6	79.5	99.4
2	239250	60.3	80.4	100.6
3	236500	61	81.4	101.7
4	233750	61.7	82.3	102.9
5	231000	62.5	83.3	104.1
6	228250	63.2	84.3	105.4
7	225500	64	85.3	106.7
8	222750	64.8	86.4	108
9	220000	65.6	87.5	109.4
10	217250	66.4	88.6	110.7
11	214500	67.3	89.7	112.2
12	211750	68.2	90.9	113.6
13	209000	69.1	92.1	115.1
14	206250	70	93.3	116.6
15	203500	70.9	94.6	118.2
16	200750	71.9	95.9	119.8
17	198000	72.9	97.2	121.5

DATOS DE TRANSFORMADOR				
Nombre		TR-3		
Tensión primario		220000 V		
Tensión secundario		23000 V		
Impedancia de CC con base 41.67 MVA		10.35 %		
DATOS DEL SECUNDARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	23000	627.6	836.7	1046
DATOS DEL TERCIARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		8.3 MVA	11.1 MVA	13.9 MVA
1	13800	200.5	268.6	335.5

Tabla 64: Datos de placa del TR-3 de la ES-COV.

B.1.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 220/23 KV DE 41,67 MVA DE LA ES-CYO

DATOS DEL PRIMARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	242000	59.6	79.5	99.4
2	239300	60.3	80.4	100.5
3	236500	61	81.4	101.7
4	233800	61.7	82.3	102.9
5	231000	62.5	83.3	104.1
6	228300	63.2	84.3	105.4
7	225500	64	85.3	106.7
8	222800	64.8	86.4	108
9A	220000	65.6	87.5	109.3
9B				
9C				
10	217300	66.4	88.6	110.7
11	214500	67.3	89.7	112.1
12	211800	68.1	90.9	113.6
13	209000	69.1	92.1	115.1
14	206300	70	93.3	116.6
15	203500	70.9	94.6	118.2
16	200800	71.9	95.8	119.8

17	198000	72.9	97.2	121.5
DATOS DE TRANSFORMADOR				
Nombre		TR-2		
Tensión primario		220000 V		
Tensión secundario		23000 V		
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 242000/23000 v		14.3 %		
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 220000/23000 v		13.8 %		
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 198000/23000 v		13.7 %		
DATOS DEL SECUNDARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	23000	628	837	1046

Tabla 65: Datos de placa del nuevo TR-3 para la ES-COV.

B.1.4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 220/23 KV DE 41,67 MVA DE LA ES-SES

DATOS DEL PRIMARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	242000	59.6	79.5	99.4
2	239300	60.3	80.4	100.5
3	236500	61	81.4	101.7
4	233800	61.7	82.3	102.9
5	231000	62.5	83.3	104.1
6	228300	63.2	84.3	105.4
7	225500	64	85.3	106.7
8	222800	64.8	86.4	108
9A	220000	65.6	87.5	109.3
9B				
9C				
10	217300	66.4	88.6	110.7
11	214500	67.3	89.7	112.1
12	211800	68.1	90.9	113.6
13	209000	69.1	92.1	115.1
14	206300	70	93.3	116.6
15	203500	70.9	94.6	118.2

16	200800	71.9	95.8	119.8
17	198000	72.9	97.2	121.5
DATOS DE TRANSFORMADOR				
Nombre		TR-2		
Tensión primario		220000 V		
Tensión secundario		23000 V		
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 242000/23000 v		13.91 %		
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 220000/23000 v				
Impedancia de CC con base 41.67MVA de 198000/23000 v				
DATOS DEL SECUNDARIO				
POSICIÓN	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)		
		25 MVA	33.33 MVA	41.67 MVA
1	23000	628	837	1046

Tabla 66: Datos de placa del nuevo TR-3 para la ES-COV.

APÉNDICE B.2: CONDICIÓN DE BARRA INDEPENDIENTE

B.2.1. PLAN PILOTO IMPLEMENTADO EN LA ES-COV

ALIMENTADORES	BARRA A		BARRA B	
	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO
COV-1	6 A	6 A	-	-
COV-2	192 A	102 A	-	-
COV-3	90 A	48 A	-	-
COV-4	0 A	0 A	-	-
COV-5	156 A	126 A	-	-
COV-6	162 A	114 A	-	-
COV-7	168 A	72 A	-	-
COV-8	-	-	162 A	102 A
COV-9	-	-	144 A	84 A
COV-10	-	-	144 A	66 A
COV-11	-	-	0 A	0 A
COV-12	-	-	84 A	72 A

COV-13	-	-	90 A	66 A
COV-14	-	-	84 A	18 A
CORRIENTE TOTAL	774 A	468 A	708 A	408 A
POTENCIA TOTAL	25.2 MVA	16.2 MVA	26 MVA	16.6 MVA

Tabla 67: Plan piloto de distribución de carga con nuevos alimentadores adoptada por los operadores de la ES-COV con datos del 2022.

B.2.2. DESARROLLO DEL SOFTWARE DISTRIBUTEVALUESGREEDY3

La siguiente macro está diseñada para dividir los alimentadores en dos barras teniendo en cuenta las cargas de las mismas a la hora de realizar esa división, se podría programar que esta verificación se haga en periodos de tiempos programados a fin de que registre esa repartición de cargas como una alternativa de solución para el operador:

```
Sub DistributeValuesGreedy3()
    Dim hoja As Worksheet
    Set hoja = ActiveSheet

    ' Copia los nombres de la columna P a la columna G
    hoja.Range("P8:P21").Copy
    hoja.Range("G8:G21").PasteSpecial xlPasteValues

    ' Copia los valores de la columna Q a la columna H
    hoja.Range("Q8:Q21").Copy
    hoja.Range("H8:H21").PasteSpecial xlPasteValues

    ' Borra los valores en las columnas I y J
    hoja.Range("I8:J21").ClearContents

    ' Inicializa las sumas de las columnas I y J
    Dim suma1 As Double
    suma1 = 0
    Dim suma2 As Double
    suma2 = 0

    ' Inicializa los contadores de las columnas I y J
    Dim contadorI As Integer
    contadorI = 0
```

Dim contadorJ As Integer

contadorJ = 0

' Ordena los valores en la columna H y sus nombres correspondientes en la columna G en orden descendente (ignorando los valores cero)

hoja.Range("G8:H21").Sort Key1:=hoja.Range("H8:H21"),
Order1:=xlDescending, Header:=xlNo, OrderCustom:=1, MatchCase:=False,
Orientation:=xlTopToBottom, DataOption1:=xlSortNormal,
DataOption2:=xlSortTextAsNumbers

' Recorre los valores en la columna H desde la fila 8 hasta la fila 21 para distribuir los valores no cero

For i = 8 To 21

' Si el valor en la columna H no es cero y no se ha alcanzado el límite de valores en ambas columnas I y J

If (hoja.Cells(i, "H").Value <> 0) And ((contadorI <= 7) Or (contadorJ <= 7)) Then

' Si no se ha alcanzado el límite de valores en la columna I y (la suma de la columna I es menor o igual que la suma de la columna J o se ha alcanzado el límite de valores en la columna J)

If (contadorI <= 7) And ((suma1 <= suma2) Or (contadorJ >= 7)) Then

' Asigna el valor a la columna I

hoja.Cells(i, "I").Value = hoja.Cells(i, "H").Value

' Actualiza la suma de la columna I

suma1 = suma1 + hoja.Cells(i, "I").Value

' Incrementa el contador de la columna I

contadorI = contadorI + 1

ElseIf contadorJ <= 7 Then ' Si no se ha alcanzado el límite de valores en la columna J

' Asigna el valor a la columna J

hoja.Cells(i, "J").Value = hoja.Cells(i, "H").Value

' Actualiza la suma de la columna J

suma2 = suma2 + hoja.Cells(i, "J").Value

' Incrementa el contador de la columna J

contadorJ = contadorJ + 1

End If

End If

Next i

End Sub

El código para la macro ***DistributeValuesGreedy3*** utiliza un enfoque similar a un algoritmo Greedy. El código itera a través de los valores en la columna H desde la fila 8 hasta la fila 21 y verifica si la suma de la columna I es menor o igual a la suma de la columna J. Este proceso continúa hasta que se hayan procesado todos los valores en la columna J. El resultado es que los valores en la columna H se dividen entre las columnas I y J de una manera que intenta equilibrar la suma de las dos columnas.

El código funciona de la siguiente manera:

1. Copia los nombres de la columna P a la columna G y los valores de la columna Q a la columna H.
2. Borra el contenido de las columnas I y J.
3. Inicializa las sumas y contadores para las columnas I y J.
4. Ordena los valores en la columna H y sus nombres correspondientes en la columna G en orden descendente, ignorando los valores cero.
5. Distribuye los valores no cero de la columna H a las columnas I y J de manera codiciosa, tratando de equilibrar las sumas de las columnas I y J sin exceder un límite de 7 valores en cada columna.

Al final del proceso, todos los valores en la columna J habrán sido divididos entre las columnas I y J de manera que la suma de los valores en cada columna sea lo más cercana posible.

El código se ejecuta al apretar un botón.

Se le puede agregar más funcionalidades como:

- Que los datos se estiren de una planilla que se encarga de registrar el flujo de carga activa, reactiva y la corriente nominal de los alimentadores y a partir de eso calcule la potencia aparente de los mismos.

- Que la planilla tenga integrado los datos de potencia límite de cada alimentador mencionado en las restricciones. El código que le tenemos que agregar sería la siguiente:

' Verifica los valores en las celdas X de la columna J

```
If Cells(X, J).Value > Salimentador Then  
    Cells(X, J).Value = Salimentador  
    Cells(X, J).Interior.Color = RGB(255, 0, 0)  
ElseIf Cells(X, J).Value < Salimentador Then  
    Cells(X, J).Interior.ColorIndex = xlNone  
End If
```

Este código VBA verifica el valor en la celda de la columna Q y ejecuta las siguientes acciones:

- 1- Si el valor de la celda de la columna Q es mayor que la potencia límite de cada alimentador, el código establece que el valor de la celda no corresponde y asume que el valor es el máximo.
 - 2- Si el valor de la celda es un error el operador tendrá la posibilidad de corregir ya que el color de la celda cambia al color Rojo (valor RGB de 255, 0, 0).
 - 3- Si el valor en la celda Q es menor a la potencia máxima del alimentador o el operador corrigió el error, el código elimina cualquier color interior de la celda.
 - 4- Si el valor en la celda de la columna Q es igual a la potencia límite del alimentador, no se toma ninguna acción y la celda permanece sin cambios.
- Si la sumatoria de potencia de cada barra excede la potencia del transformador hay un código que le indica al operador que eso tampoco es posible y pinta la celda de sumatoria correspondiente en rojo esperando a que el operador haga una corrección para la normalización.

' Verifica si suma1 es mayor que 41.67

```
If suma1 > 41.67 Then
```

' Si es así, pinta la celda I22 en rojo

```
Cells(22, 9).Interior.Color = RGB(255, 0, 0)
```

Else

' De lo contrario, deja la celda I22 en su color original

Cells(22, 9).Interior.Color = RGB(189, 215, 238)

End If

' Verifica si suma1 es mayor que 41.67

If suma1 > 41.67 Then

' Si es así, pinta la celda J22 en rojo

Cells(22, 10).Interior.Color = RGB(255, 0, 0)

Else

' De lo contrario, deja la celda J22 en su color original

Cells(22, 10).Interior.Color = RGB(189, 215, 238)

End If

- La macro ***DistributeValuesGreedy3*** tiene la condición de verificar de acuerdo a la división de carga en que barra esta cada alimentador y lo escribe en la columna K. Con esto se pretende conseguir que la planilla tenga una columna en cada hoja para el conteo correspondiente de cuantas veces cada alimentador estuvo más tiempo equilibrando las cargas en la barra A o B y luego escribe el valor del cada contador en la columna L o M en su fila correspondiente.

' Si el nombre en la celda G8:G21 es "COV-1" y el valor correspondiente está en la columna I, escribe "A" en K8

If hoja.Cells(i, "G").Value = "COV-1" Then

hoja.Cells(8, "K").Value = "A"

End If

' Si el nombre en la celda G8:G21 es "COV-1" y el valor correspondiente está en la columna J, escribe "B" en K8

If hoja.Cells(i, "G").Value = "COV-1" Then

hoja.Cells(8, "K").Value = "B"

End If

Con el resto de alimentadores lo mismo y se mete en la función For de la macro.

Y el otro código:

```
Sub ContarValores()
```

```
Dim i As Integer
```

```
Dim hoja As Worksheet
```

```
Dim contadorA(8 To 21) As Integer
```

```
Dim contadorB(8 To 21) As Integer
```

```
For Each hoja In ThisWorkbook.Worksheets
```

```
For i = 8 To 21
```

```
    If hoja.Cells(i, 11).Value = "A" Then
```

```
        'Aumentar el valor de contadorA si el valor en la celda es "A"
```

```
        contadorA(i) = contadorA(i) + 1
```

```
    ElseIf hoja.Cells(i, 11).Value = "B" Then
```

```
        'Aumentar el valor de contadorB si el valor en la celda es "B"
```

```
        contadorB(i) = contadorB(i) + 1
```

```
    End If
```

```
Next i
```

```
Next hoja
```

```
'Escribir los valores finales de los contadores en las columnas L y M de la  
primera hoja
```

```
For i = 8 To 21
```

```
    ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 12).Value = contadorA(i)
```

```
    ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 13).Value = contadorB(i)
```

```
Next i
```

```
End Sub
```

- Para lanzar una recomendación hay una macro que compara el contador de cada alimentador descrito anteriormente e imprime en la columna P del libro en cuál de las barras estuvo más tiempo ese alimentador equilibrando las cargas y de este modo se concluye el análisis de datos.

```
Sub CompararValores()
```

```
Dim i As Integer
```

```
For i = 8 To 21
If ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 12).Value >
ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 13).Value Then
'Escribir "BARRA A" en la celda P si N es mayor que O
ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 14).Value = "BARRA A"
ElseIf ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 15).Value >
ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 14).Value Then
'Escribir "BARRA B" en la celda P si O es mayor que N
ThisWorkbook.Worksheets(1).Cells(i, 14).Value = "BARRA B"
End If
Next i
End Sub
```

- Se le puede agregar también la funcionalidad de que cada alimentador tenga cantidad límite de alimentadores igual a 7 por cada barra, ya que las barras sin acoplarse tienen 7 salidas cada una.

' Si no se ha alcanzado el límite de valores en la columna I y (la suma de la columna I es menor o igual que la suma de la columna J o se ha alcanzado el límite de valores en la columna J)

```
If (contadorI < 7) And ((suma1 <= suma2) Or (contadorJ >= 7)) Then
' Asigna el valor a la columna I
hoja.Cells(i, "I").Value = hoja.Cells(i, "J").Value
' Actualiza la suma de la columna I
suma1 = suma1 + hoja.Cells(i, "I").Value
' Incrementa el contador de la columna I
contadorI = contadorI + 1
ElseIf contadorJ < 7 Then ' Si no se ha alcanzado el límite de valores
en la columna J
' Asigna el valor a la columna J
hoja.Cells(i, "J").Value = hoja.Cells(i, "J").Value
' Actualiza la suma de la columna J
suma2 = suma2 + hoja.Cells(i, "J").Value
' Incrementa el contador de la columna J
```

contadorJ = contadorJ + 1

End If

Next i

Este código está integrado en la macro ***DistributeValuesGreedy3***.

- Se puede hacer que la planilla tenga la opción de simular pulsando un botón que uno de los transformadores sale fuera de servicio y que arroje los alimentadores que van a ser alimentados por la barra en servicio sin sobrecargar el transformador correspondiente. Se debe de tener en cuenta que los valores están ordenados al azar en las columnas I y J y para ayudar a entender cuál de ellos estará alimentado se pinta en rojo su fila correspondiente hasta la columna O.

Sub TR3_Click()

' Verifica si la celda O7 está vacía

If Cells(7, "O").Value = "" Then

' Imprime "FUERA DE SERVICIO DE LA BARRA B" en la celda O7

Cells(7, "O").Value = "FUERA DE SERVICIO DE LA BARRA B"

' Copia los valores de la columna I a la columna O

Dim i As Integer

For i = 8 To 21

Cells(i, "O").Value = Cells(i, "I").Value

Next i

' Copia los valores de la columna J a la columna O sin superar

41.67

Dim suma As Double

suma = Application.WorksheetFunction.Sum(Range("O8:O21"))

For i = 8 To 21

If IsNumeric(Cells(i, "J").Value) Then

suma = suma + Cells(i, "J").Value

If suma <= 41.67 Then

Cells(i, "O").Value = Cells(i, "O").Value + Cells(i, "J").Value

Else

```
        suma = suma - Cells(i, "J").Value
    End If
End If
Next i
' Imprime la sumatoria en la celda O22
Cells(22, "O").Value = suma
Else
' Si la celda O7 no está vacía, borra los valores de la columna O desde 7 al 22
For i = 8 To 21
    Range(Cells(i, "G"), Cells(i, "O")).Interior.ColorIndex = xlNone
Next i
For i = 7 To 22
    Cells(i, "O").Value = ""
Next i
End If
End Sub
```

Y en el caso contrario:

```
Sub TR2_Click()
' Verifica si la celda O7 está vacía
If Cells(7, "O").Value = "" Then
' Imprime "FUERA DE SERVICIO DE LA BARRA A" en la celda Q7
Cells(7, "O").Value = "FUERA DE SERVICIO DE LA BARRA A"
' Copia los valores de la columna J a la columna O
Dim i As Integer
For i = 8 To 21
    Cells(i, "O").Value = Cells(i, "J").Value
Next i
' Copia los valores de la columna I a la columna O sin superar
41.67
Dim suma As Double
suma = Application.WorksheetFunction.Sum(Range("O8:O21"))
For i = 8 To 21
```

```
    If IsNumeric(Cells(i, "I").Value) Then
        suma = suma + Cells(i, "I").Value
    If suma <= 41.67 Then
        Cells(i, "O").Value = Cells(i, "O").Value + Cells(i, "I").Value
    Else
        suma = suma - Cells(i, "I").Value
    End If
End If
Next i
' Imprime la sumatoria en la celda O22
Cells(22, "O").Value = suma
Else
    ' Si la celda O7 no está vacía, borra los valores de la columna O
    desde 7 al 22
    For i = 8 To 21
        Range(Cells(i, "G"), Cells(i, "O")).Interior.ColorIndex = xlNone
    Next i
    For i = 7 To 22
        Cells(i, "O").Value = ""
    Next i
End If
End Sub
```

- Por último, la planilla tiene la opción de guardar en una nueva hoja con nombre de la fecha del día los datos analizados y continuar con el análisis ejecutado por un botón. Se habilita durante un horario específico.

```
Sub CopiarPegarYCambiarNombre()
    'Verificar si la hora actual está dentro del rango de tiempo especificado
    If Time >= TimeValue("07:00:00") And Time <= TimeValue("23:59:59")
Then
        'Copiar el rango E1:P26 de la Hoja1
        Sheets("Hoja1").Range("E1:R26").Copy
```

'Crear una nueva hoja

Dim newSheet As Worksheet

Set newSheet =

ThisWorkbook.Sheets.Add(After:=ThisWorkbook.Sheets(ThisWorkbook.Sheets.Count))

'Copiar el ancho de cada columna de la Hoja1 a la nueva hoja

Dim i As Integer

For i = 1 To Sheets("Hoja1").UsedRange.Columns.Count

newSheet.Columns(i).ColumnWidth =

Sheets("Hoja1").Columns(i).ColumnWidth

Next i

'Pegar en la nueva hoja en el rango E1:R26

newSheet.Range("E1:R26").PasteSpecial Paste:=xlPasteAll

'Cambiar el nombre de la hoja al nombre de la fecha actual

newSheet.Name = Format(Date, "dd-mm-yyyy")

End If

End Sub

APÉNDICE B.3: CONDICIÓN DE PARALELISMO DE TRANSFORMADORES ENTRE TRANSFORMADORES EXISTENTES

B.3.1. FLUJO DE CARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV

Primero tendremos en cuenta la carga proyectada para el 2023 según la Tabla 15 para ver el comportamiento en paralelo para estas condiciones:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	20790 V	25.31 MVA	34.45 MVA
2	239250 V	10.63 %	20930 V	25.15 MVA	34.69 MVA
3	236500 V	10.59 %	21080 V	25.09 MVA	35.03 MVA
4	233750 V	10.55 %	21240 V	25.16 MVA	35.43 MVA
5	231000 V	10.51 %	21400 V	25.38 MVA	35.92 MVA
6	228250 V	10.47 %	21560 V	25.74 MVA	36.48 MVA

7	225500 V	10.43 %	21730 V	26.29 MVA	37.17 MVA
8	222750 V	10.39 %	21900 V	26.99 MVA	37.93 MVA
9	220000 V	10.35 %	22070 V	27.62 MVA	38.83 MVA
10	217250 V	10.34 %	22250 V	29.02 MVA	39.78 MVA
11	214500 V	10.33 %	22440 V	30.34 MVA	40.88 MVA
12	211750 V	10.33 %	22620 V	31.81 MVA	42.06 MVA
13	209000 V	10.32 %	22820 V	33.51 MVA	43.43 MVA
14	206250 V	10.32 %	23010 V	35.35 MVA	44.88 MVA
15	203500 V	10.31 %	23220 V	37.44 MVA	46.54 MVA
16	200750 V	10.31 %	23420 V	39.64 MVA	48.29 MVA
17	198000 V	10.30 %	23640 V	42.11 MVA	50.27 MVA

Tabla 68: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	20890 V	25.57 MVA	34.27 MVA
2	239250 V	10.63 %	21040 V	25.31 MVA	34.46 MVA
3	236500 V	10.59 %	21190 V	25.15 MVA	34.71 MVA
4	233750 V	10.55 %	21340 V	25.12 MVA	35.04 MVA
5	231000 V	10.51 %	21500 V	25.22 MVA	35.46 MVA
6	228250 V	10.47 %	21660 V	25.47 MVA	35.95 MVA
7	225500 V	10.43 %	21830 V	25.91 MVA	36.56 MVA
8	222750 V	10.39 %	22000 V	26.50 MVA	37.26 MVA
9	220000 V	10.35 %	22180 V	27.31 MVA	38.09 MVA
10	217250 V	10.34 %	22350 V	28.32 MVA	38.97 MVA
11	214500 V	10.33 %	22540 V	29.55 MVA	40.01 MVA
12	211750 V	10.33 %	22720 V	30.94 MVA	41.12 MVA
13	209000 V	10.32 %	22920 V	32.56 MVA	42.43 MVA
14	206250 V	10.32 %	23110 V	34.33 MVA	43.82 MVA
15	203500 V	10.31 %	23320 V	36.36 MVA	45.43 MVA
16	200750 V	10.31 %	23520 V	38.51 MVA	47.13 MVA
17	198000 V	10.30 %	23740 V	40.93 MVA	49.07 MVA

Tabla 69: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21010 V	28.94 MVA	34.17 MVA
2	239250 V	10.63 %	21150 V	25.58 MVA	34.28 MVA
3	236500 V	10.59 %	21300 V	25.31 MVA	34.46 MVA
4	233750 V	10.55 %	21450 V	25.16 MVA	34.71 MVA
5	231000 V	10.51 %	21610 V	25.15 MVA	35.05 MVA

6	228250 V	10.47 %	21770 V	25.28 MVA	35.47 MVA
7	225500 V	10.43 %	21940 V	25.58 MVA	35.99 MVA
8	222750 V	10.39 %	22110 V	26.06 MVA	36.61 MVA
9	220000 V	10.35 %	22280 V	26.74 MVA	37.36 MVA
10	217250 V	10.34 %	22460 V	27.63 MVA	38.16 MVA
11	214500 V	10.33 %	22640 V	28.76 MVA	39.12 MVA
12	211750 V	10.33 %	22830 V	30.05 MVA	40.17 MVA
13	209000 V	10.32 %	23020 V	31.59 MVA	41.41 MVA
14	206250 V	10.32 %	23220 V	33.28 MVA	42.74 MVA
15	203500 V	10.31 %	23420 V	35.24 MVA	44.28 MVA
16	200750 V	10.31 %	23630 V	37.33 MVA	45.93 MVA
17	198000 V	10.30 %	23840 V	39.69 MVA	47.08 MVA

Tabla 70: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21120 V	26.40 MVA	34.16 MVA
2	239250 V	10.63 %	21260 V	25.95 MVA	34.20 MVA
3	236500 V	10.59 %	21410 V	25.57 MVA	34.30 MVA
4	233750 V	10.55 %	21560 V	25.31 MVA	34.47 MVA
5	231000 V	10.51 %	21720 V	25.17 MVA	34.73 MVA
6	228250 V	10.47 %	21880 V	25.18 MVA	35.06 MVA
7	225500 V	10.43 %	22050 V	25.35 MVA	35.50 MVA
8	222750 V	10.39 %	22210 V	25.69 MVA	36.04 MVA
9	220000 V	10.35 %	22390 V	26.25 MVA	36.69 MVA
10	217250 V	10.34 %	22570 V	27.03 MVA	37.42 MVA
11	214500 V	10.33 %	22750 V	28.03 MVA	38.29 MVA
12	211750 V	10.33 %	22930 V	29.23 MVA	39.27 MVA
13	209000 V	10.32 %	23130 V	30.67 MVA	40.43 MVA
14	206250 V	10.32 %	23320 V	32.28 MVA	41.69 MVA
15	203500 V	10.31 %	23530 V	34.15 MVA	43.17 MVA
16	200750 V	10.31 %	23730 V	36.17 MVA	44.75 MVA
17	198000 V	10.30 %	23950 V	38.48 MVA	46.57 MVA

Tabla 71: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21240 V	26.98 MVA	34.27 MVA
2	239250 V	10.63 %	21380 V	26.43 MVA	34.23 MVA
3	236500 V	10.59 %	21530 V	35.94 MVA	34.25 MVA
4	233750 V	10.55 %	21680 V	25.57 MVA	34.33 MVA

5	231000 V	10.51 %	21840 V	25.29 MVA	34.49 MVA
6	228250 V	10.47 %	22000 V	25.17 MVA	34.74 MVA
7	225500 V	10.43 %	22160 V	25.21 MVA	35.08 MVA
8	222750 V	10.39 %	22330 V	25.41 MVA	35.52 MVA
9	220000 V	10.35 %	22510 V	25.82 MVA	36.09 MVA
10	217250 V	10.34 %	22680 V	26.45 MVA	36.72 MVA
11	214500 V	10.33 %	22860 V	27.33 MVA	37.50 MVA
12	211750 V	10.33 %	23050 V	28.39 MVA	38.28 MVA
13	209000 V	10.32 %	23240 V	29.72 MVA	39.46 MVA
14	206250 V	10.32 %	23430 V	31.23 MVA	40.64 MVA
15	203500 V	10.31 %	23640 V	33.02 MVA	42.04 MVA
16	200750 V	10.31 %	23840 V	34.96 MVA	43.54 MVA
17	198000 V	10.30 %	24060 V	37.19 MVA	45.29 MVA

Tabla 72: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21350 V	27.66 MVA	34.47 MVA
2	239250 V	10.63 %	21500 V	27.02 MVA	34.35 MVA
3	236500 V	10.59 %	21650 V	26.43 MVA	34.28 MVA
4	233750 V	10.55 %	21800 V	25.95 MVA	34.28 MVA
5	231000 V	10.51 %	21950 V	25.55 MVA	34.35 MVA
6	228250 V	10.47 %	22110 V	25.29 MVA	34.50 MVA
7	225500 V	10.43 %	22280 V	25.19 MVA	34.75 MVA
8	222750 V	10.39 %	22440 V	25.25 MVA	35.04 MVA
9	220000 V	10.35 %	22620 V	25.50 MVA	35.56 MVA
10	217250 V	10.34 %	22790 V	25.99 MVA	36.09 MVA
11	214500 V	10.33 %	22980 V	26.73 MVA	36.78 MVA
12	211750 V	10.33 %	23110 V	27.67 MVA	37.57 MVA
13	209000 V	10.32 %	23350 V	28.87 MVA	38.55 MVA
14	206250 V	10.32 %	23550 V	30.27 MVA	39.64 MVA
15	203500 V	10.31 %	23750 V	31.94 MVA	40.95 MVA
16	200750 V	10.31 %	23950 V	33.80 MVA	42.38 MVA
17	198000 V	10.30 %	24170 V	35.96 MVA	44.06 MVA

Tabla 73: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21480 V	28.49 MVA	34.81 MVA
2	239250 V	10.63 %	21620 V	27.76 MVA	34.61 MVA
3	236500 V	10.59 %	21770 V	27.07 MVA	34.45 MVA

4	233750 V	10.55 %	21920 V	26.47 MVA	34.35 MVA
5	231000 V	10.51 %	22080 V	25.95 MVA	34.32 MVA
6	228250 V	10.47 %	22230 V	25.56 MVA	34.38 MVA
7	225500 V	10.43 %	22400 V	25.29 MVA	34.52 MVA
8	222750 V	10.39 %	22560 V	25.20 MVA	34.75 MVA
9	220000 V	10.35 %	22740 V	25.29 MVA	35.11 MVA
10	217250 V	10.34 %	22910 V	25.63 MVA	35.53 MVA
11	214500 V	10.33 %	23100 V	26.19 MVA	36.10 MVA
12	211750 V	10.33 %	23280 V	26.98 MVA	36.78 MVA
13	209000 V	10.32 %	23470 V	28.03 MVA	37.66 MVA
14	206250 V	10.32 %	23660 V	29.30 MVA	38.65 MVA
15	203500 V	10.31 %	23870 V	30.86 MVA	39.86 MVA
16	200750 V	10.31 %	24070 V	32.61 MVA	41.19 MVA
17	198000 V	10.30 %	24290 V	34.67 MVA	42.79 MVA

Tabla 74: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21600 V	29.43 MVA	35.26 MVA
2	239250 V	10.63 %	21740 V	28.61 MVA	34.98 MVA
3	236500 V	10.59 %	21890 V	27.83 MVA	34.73 MVA
4	233750 V	10.55 %	22040 V	27.12 MVA	34.55 MVA
5	231000 V	10.51 %	22200 V	26.48 MVA	34.42 MVA
6	228250 V	10.47 %	22350 V	25.96 MVA	34.37 MVA
7	225500 V	10.43 %	22520 V	25.55 MVA	34.40 MVA
8	222750 V	10.39 %	22680 V	25.30 MVA	34.53 MVA
9	220000 V	10.35 %	22860 V	25.22 MVA	34.77 MVA
10	217250 V	10.34 %	23030 V	25.39 MVA	35.08 MVA
11	214500 V	10.33 %	23220 V	25.78 MVA	35.53 MVA
12	211750 V	10.33 %	23400 V	26.41 MVA	36.09 MVA
13	209000 V	10.32 %	23590 V	27.30 MVA	36.86 MVA
14	206250 V	10.32 %	23780 V	28.43 MVA	37.74 MVA
15	203500 V	10.31 %	23990 V	29.85 MVA	38.85 MVA
16	200750 V	10.31 %	24190 V	31.49 MVA	40.08 MVA
17	198000 V	10.30 %	24400 V	33.44 MVA	41.57 MVA

Tabla 75: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21740 V	30.52 MVA	35.88 MVA
2	239250 V	10.63 %	21880 V	29.63 MVA	35.52 MVA

3	236500 V	10.59 %	22020 V	28.75 MVA	35.18 MVA
4	233750 V	10.55 %	22170 V	27.94 MVA	34.89 MVA
5	231000 V	10.51 %	22330 V	27.18 MVA	34.66 MVA
6	228250 V	10.47 %	22480 V	26.53 MVA	34.51 MVA
7	225500 V	10.43 %	22650 V	25.97 MVA	34.42 MVA
8	222750 V	10.39 %	22810 V	25.56 MVA	34.43 MVA
9	220000 V	10.35 %	22990 V	25.30 MVA	34.54 MVA
10	217250 V	10.34 %	23160 V	25.29 MVA	34.73 MVA
11	214500 V	10.33 %	23340 V	25.49 MVA	35.05 MVA
12	211750 V	10.33 %	23520 V	25.94 MVA	35.49 MVA
13	209000 V	10.32 %	23720 V	26.64 MVA	36.11 MVA
14	206250 V	10.32 %	23910 V	27.60 MVA	36.87 MVA
15	203500 V	10.31 %	24110 V	28.86 MVA	37.85 MVA
16	200750 V	10.31 %	24310 V	30.36 MVA	38.98 MVA
17	198000 V	10.30 %	24530 V	32.18 MVA	40.35 MVA

Tabla 76: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21870 V	31.68 MVA	36.64 MVA
2	239250 V	10.63 %	22010 V	30.72 MVA	36.20 MVA
3	236500 V	10.59 %	22150 V	29.75 MVA	35.78 MVA
4	233750 V	10.55 %	22300 V	28.85 MVA	35.41 MVA
5	231000 V	10.51 %	22460 V	27.98 MVA	35.08 MVA
6	228250 V	10.47 %	22610 V	27.21 MVA	34.82 MVA
7	225500 V	10.43 %	22780 V	26.51 MVA	34.62 MVA
8	222750 V	10.39 %	22940 V	25.95 MVA	34.51 MVA
9	220000 V	10.35 %	23110 V	25.52 MVA	34.49 MVA
10	217250 V	10.34 %	23280 V	25.32 MVA	34.55 MVA
11	214500 V	10.33 %	23470 V	25.33 MVA	34.73 MVA
12	211750 V	10.33 %	23650 V	25.58 MVA	35.04 MVA
13	209000 V	10.32 %	23840 V	26.09 MVA	35.52 MVA
14	206250 V	10.32 %	24030 V	26.86 MVA	36.15 MVA
15	203500 V	10.31 %	24230 V	27.94 MVA	36.99 MVA
16	200750 V	10.31 %	24440 V	29.28 MVA	37.98 MVA
17	198000 V	10.30 %	24650 V	30.96 MVA	39.23 MVA

Tabla 77: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22000 V	33.01 MVA	37.59 MVA

2	239250 V	10.63 %	22140 V	31.98 MVA	37.07 MVA
3	236500 V	10.59 %	22290 V	30.94 MVA	36.56 MVA
4	233750 V	10.55 %	22440 V	29.95 MVA	36.10 MVA
5	231000 V	10.51 %	22590 V	28.98 MVA	35.67 MVA
6	228250 V	10.47 %	22750 V	28.08 MVA	35.30 MVA
7	225500 V	10.43 %	22910 V	27.24 MVA	34.98 MVA
8	222750 V	10.39 %	23070 V	26.53 MVA	34.75 MVA
9	220000 V	10.35 %	23250 V	25.92 MVA	34.60 MVA
10	217250 V	10.34 %	23420 V	25.53 MVA	34.52 MVA
11	214500 V	10.33 %	23600 V	25.33 MVA	34.56 MVA
12	211750 V	10.33 %	23780 V	25.38 MVA	34.71 MVA
13	209000 V	10.32 %	23970 V	25.66 MVA	35.04 MVA
14	206250 V	10.32 %	24170 V	26.23 MVA	35.51 MVA
15	203500 V	10.31 %	24370 V	27.09 MVA	36.19 MVA
16	200750 V	10.31 %	24570 V	28.25 MVA	37.04 MVA
17	198000 V	10.30 %	24780 V	29.75 MVA	38.14 MVA

Tabla 78: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22140 V	34.43 MVA	38.67 MVA
2	239250 V	10.63 %	22280 V	33.55 MVA	38.08 MVA
3	236500 V	10.59 %	22430 V	32.24 MVA	37.49 MVA
4	233750 V	10.55 %	22570 V	31.17 MVA	36.94 MVA
5	231000 V	10.51 %	22730 V	30.10 MVA	36.41 MVA
6	228250 V	10.47 %	22880 V	29.10 MVA	35.94 MVA
7	225500 V	10.43 %	23050 V	28.14 MVA	35.51 MVA
8	222750 V	10.39 %	23210 V	27.28 MVA	35.16 MVA
9	220000 V	10.35 %	23380 V	26.51 MVA	34.82 MVA
10	217250 V	10.34 %	23550 V	25.94 MVA	34.65 MVA
11	214500 V	10.33 %	23730 V	25.54 MVA	34.55 MVA
12	211750 V	10.33 %	23920 V	25.37 MVA	34.55 MVA
13	209000 V	10.32 %	24110 V	25.42 MVA	34.72 MVA
14	206250 V	10.32 %	24300 V	25.77 MVA	35.03 MVA
15	203500 V	10.31 %	24500 V	26.41 MVA	35.55 MVA
16	200750 V	10.31 %	24700 V	27.36 MVA	36.24 MVA
17	198000 V	10.30 %	24910 V	28.66 MVA	37.18 MVA

Tabla 79: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
----------	------------------	-----------------	--------------------	------	------

1	242000 V	10.67 %	22290 V	36.05 MVA	39.95 MVA
2	239250 V	10.63 %	22430 V	34.91 MVA	39.29 MVA
3	236500 V	10.59 %	22570 V	33.73 MVA	38.62 MVA
4	233750 V	10.55 %	22720 V	32.59 MVA	37.99 MVA
5	231000 V	10.51 %	22870 V	31.44 MVA	37.37 MVA
6	228250 V	10.47 %	23030 V	30.34 MVA	36.79 MVA
7	225500 V	10.43 %	23190 V	29.25 MVA	36.25 MVA
8	222750 V	10.39 %	23350 V	28.26 MVA	35.78 MVA
9	220000 V	10.35 %	23520 V	27.33 MVA	35.36 MVA
10	217250 V	10.34 %	23690 V	26.58 MVA	34.99 MVA
11	214500 V	10.33 %	23880 V	25.96 MVA	34.72 MVA
12	211750 V	10.33 %	24060 V	25.57 MVA	34.57 MVA
13	209000 V	10.32 %	24250 V	25.38 MVA	34.56 MVA
14	206250 V	10.32 %	24440 V	25.48 MVA	34.69 MVA
15	203500 V	10.31 %	24640 V	25.87 MVA	35.03 MVA
16	200750 V	10.31 %	24840 V	26.58 MVA	35.54 MVA
17	198000 V	10.30 %	25050 V	27.64 MVA	36.24 MVA

Tabla 80: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22430 V	37.75 MVA	41.36 MVA
2	239250 V	10.63 %	22570 V	36.57 MVA	40.64 MVA
3	236500 V	10.59 %	22720 V	35.53 MVA	39.89 MVA
4	233750 V	10.55 %	22860 V	34.13 MVA	39.19 MVA
5	231000 V	10.51 %	23010 V	32.89 MVA	38.47 MVA
6	228250 V	10.47 %	23170 V	31.71 MVA	37.81 MVA
7	225500 V	10.43 %	23330 V	30.52 MVA	37.16 MVA
8	222750 V	10.39 %	23490 V	29.41 MVA	36.57 MVA
9	220000 V	10.35 %	23660 V	28.33 MVA	36.02 MVA
10	217250 V	10.34 %	23830 V	27.42 MVA	35.52 MVA
11	214500 V	10.33 %	24020 V	26.61 MVA	35.09 MVA
12	211750 V	10.33 %	24200 V	25.99 MVA	34.78 MVA
13	209000 V	10.32 %	24390 V	25.57 MVA	34.59 MVA
14	206250 V	10.32 %	24580 V	25.42 MVA	34.55 MVA
15	203500 V	10.31 %	24780 V	25.54 MVA	34.70 MVA
16	200750 V	10.31 %	24980 V	25.94 MVA	35.02 MVA
17	198000 V	10.30 %	25190 V	26.76 MVA	35.58 MVA

Tabla 81: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22590 V	39.65 MVA	42.99 MVA
2	239250 V	10.63 %	22720 V	38.43 MVA	42.21 MVA
3	236500 V	10.59 %	22870 V	37.14 MVA	41.39 MVA
4	233750 V	10.55 %	23010 V	35.88 MVA	40.62 MVA
5	231000 V	10.51 %	23170 V	34.58 MVA	39.82 MVA
6	228250 V	10.47 %	23320 V	33.31 MVA	39.07 MVA
7	225500 V	10.43 %	23480 V	32.03 MVA	38.31 MVA
8	222750 V	10.39 %	23640 V	30.80 MVA	37.61 MVA
9	220000 V	10.35 %	23810 V	29.59 MVA	36.93 MVA
10	217250 V	10.34 %	23980 V	28.51 MVA	36.29 MVA
11	214500 V	10.33 %	24160 V	27.51 MVA	35.71 MVA
12	211750 V	10.33 %	24350 V	26.69 MVA	35.23 MVA
13	209000 V	10.32 %	24540 V	26.02 MVA	34.86 MVA
14	206250 V	10.32 %	24730 V	25.61 MVA	34.63 MVA
15	203500 V	10.31 %	24930 V	25.44 MVA	34.57 MVA
16	200750 V	10.31 %	25130 V	25.60 MVA	34.68 MVA
17	198000 V	10.30 %	25340 V	26.11 MVA	35.02 MVA

Tabla 82: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22740 V	41.64 MVA	44.75 MVA
2	239250 V	10.63 %	22880 V	40.23 MVA	43.91 MVA
3	236500 V	10.59 %	23020 V	39.05 MVA	43.04 MVA
4	233750 V	10.55 %	23160 V	37.75 MVA	42.19 MVA
5	231000 V	10.51 %	23320 V	36.38 MVA	41.32 MVA
6	228250 V	10.47 %	23470 V	35.05 MVA	40.49 MVA
7	225500 V	10.43 %	23630 V	33.68 MVA	39.63 MVA
8	222750 V	10.39 %	23790 V	32.36 MVA	38.83 MVA
9	220000 V	10.35 %	23960 V	31.03 MVA	38.04 MVA
10	217250 V	10.34 %	24130 V	29.81 MVA	37.27 MVA
11	214500 V	10.33 %	24310 V	28.64 MVA	36.54 MVA
12	211750 V	10.33 %	24490 V	27.63 MVA	35.89 MVA
13	209000 V	10.32 %	24680 V	26.72 MVA	35.35 MVA
14	206250 V	10.32 %	24870 V	26.06 MVA	34.93 MVA
15	203500 V	10.31 %	25080 V	25.61 MVA	34.67 MVA
16	200750 V	10.31 %	25280 V	25.48 MVA	34.57 MVA
17	198000 V	10.30 %	25490 V	25.68 MVA	34.69 MVA

Tabla 83: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22900 V	43.85 MVA	46.75 MVA
2	239250 V	10.63 %	23040 V	42.55 MVA	45.87 MVA
3	236500 V	10.59 %	23180 V	41.19 MVA	44.94 MVA
4	233750 V	10.55 %	23330 V	39.84 MVA	44.03 MVA
5	231000 V	10.51 %	23480 V	38.42 MVA	43.09 MVA
6	228250 V	10.47 %	23630 V	37.03 MVA	42.17 MVA
7	225500 V	10.43 %	23790 V	35.58 MVA	41.23 MVA
8	222750 V	10.39 %	23950 V	34.17 MVA	40.33 MVA
9	220000 V	10.35 %	24120 V	32.73 MVA	39.42 MVA
10	217250 V	10.34 %	24290 V	31.39 MVA	38.52 MVA
11	214500 V	10.33 %	24470 V	30.06 MVA	37.65 MVA
12	211750 V	10.33 %	24650 V	28.86 MVA	36.85 MVA
13	209000 V	10.32 %	24840 V	27.74 MVA	36.13 MVA
14	206250 V	10.32 %	25030 V	26.82 MVA	35.82 MVA
15	203500 V	10.31 %	25230 V	26.08 MVA	35.04 MVA
16	200750 V	10.31 %	25430 V	25.64 MVA	34.71 MVA
17	198000 V	10.30 %	25640 V	25.50 MVA	34.59 MVA

Tabla 84: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

Ahora, las simulaciones serán hechas con la carga máxima admitida por esta condición sin sobrecarga de ninguno de los transformadores. Según los cálculos es 72,26 MVA y para esta condición tenemos los siguientes resultados:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	20690 V	29.97 MVA	40.78 MVA
2	239250 V	10.63 %	20840 V	29.73 MVA	41.09 MVA
3	236500 V	10.59 %	20990 V	29.57 MVA	41.47 MVA
4	233750 V	10.55 %	21150 V	29.53 MVA	41.90 MVA
5	231000 V	10.51 %	21320 V	29.62 MVA	42.41 MVA
6	228250 V	10.47 %	21480 V	29.84 MVA	42.98 MVA
7	225500 V	10.43 %	21650 V	30.22 MVA	43.65 MVA
8	222750 V	10.39 %	21830 V	30.75 MVA	44.38 MVA
9	220000 V	10.35 %	22010 V	31.48 MVA	45.23 MVA
10	217250 V	10.34 %	22190 V	32.40 MVA	46.10 MVA
11	214500 V	10.33 %	22380 V	33.54 MVA	47.10 MVA
12	211750 V	10.33 %	22570 V	34.83 MVA	48.17 MVA
13	209000 V	10.32 %	22770 V	36.35 MVA	49.41 MVA
14	206250 V	10.32 %	22970 V	38.03 MVA	50.71 MVA

15	203500 V	10.31 %	23180 V	39.95 MVA	52.22 MVA
16	200750 V	10.31 %	23390 V	41.01 MVA	53.79 MVA
17	198000 V	10.30 %	23610 V	44.35 MVA	55.6 MVA

Tabla 85: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	20800 V	30.29 MVA	40.54 MVA
2	239250 V	10.63 %	20940 V	29.96 MVA	40.78 MVA
3	236500 V	10.59 %	21100 V	29.73 MVA	41.11 MVA
4	233750 V	10.55 %	21260 V	29.59 MVA	41.48 MVA
5	231000 V	10.51 %	21420 V	29.58 MVA	41.93 MVA
6	228250 V	10.47 %	21590 V	29.70 MVA	42.44 MVA
7	225500 V	10.43 %	21760 V	29.98 MVA	43.04 MVA
8	222750 V	10.39 %	21930 V	30.42 MVA	43.72 MVA
9	220000 V	10.35 %	22120 V	31.04 MVA	44.50 MVA
10	217250 V	10.34 %	22300 V	31.86 MVA	45.33 MVA
11	214500 V	10.33 %	22490 V	32.91 MVA	46.26 MVA
12	211750 V	10.33 %	22670 V	34.12 MVA	47.27 MVA
13	209000 V	10.32 %	22870 V	35.56 MVA	48.45 MVA
14	206250 V	10.32 %	23070 V	37.16 MVA	49.71 MVA
15	203500 V	10.31 %	23280 V	39.02 MVA	51.16 MVA
16	200750 V	10.31 %	23490 V	41.20 MVA	52.69 MVA
17	198000 V	10.30 %	23710 V	43.30 MVA	54.44 MVA

Tabla 86: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	20910 V	30.70 MVA	40.34 MVA
2	239250 V	10.63 %	21060 V	30.29 MVA	40.54 MVA
3	236500 V	10.59 %	21220 V	29.96 MVA	40.78 MVA
4	233750 V	10.55 %	21370 V	29.74 MVA	41.11 MVA
5	231000 V	10.51 %	21540 V	29.62 MVA	41.49 MVA
6	228250 V	10.47 %	21700 V	29.64 MVA	41.93 MVA
7	225500 V	10.43 %	21870 V	29.80 MVA	42.47 MVA
8	222750 V	10.39 %	22040 V	30.13 MVA	43.07 MVA
9	220000 V	10.35 %	22230 V	30.64 MVA	43.79 MVA
10	217250 V	10.34 %	22410 V	31.36 MVA	44.54 MVA
11	214500 V	10.33 %	22600 V	32.21 MVA	45.42 MVA
12	211750 V	10.33 %	22780 V	33.41 MVA	46.36 MVA
13	209000 V	10.32 %	22980 V	34.76 MVA	47.48 MVA

14	206250 V	10.32 %	23180 V	36.28 MVA	48.68 MVA
15	203500 V	10.31 %	23390 V	38.10 MVA	50.01 MVA
16	200750 V	10.31 %	23600 V	39.99 MVA	51.54 MVA
17	198000 V	10.30 %	23820 V	42.21 MVA	53.23 MVA

Tabla 87: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21030 V	31.18 MVA	40.23 MVA
2	239250 V	10.63 %	21170 V	30.70 MVA	40.37 MVA
3	236500 V	10.59 %	21330 V	30.28 MVA	40.56 MVA
4	233750 V	10.55 %	21480 V	29.96 MVA	40.81 MVA
5	231000 V	10.51 %	21650 V	29.74 MVA	41.12 MVA
6	228250 V	10.47 %	21810 V	29.65 MVA	41.49 MVA
7	225500 V	10.43 %	21980 V	29.71 MVA	41.96 MVA
8	222750 V	10.39 %	22150 V	29.91 MVA	42.50 MVA
9	220000 V	10.35 %	22340 V	30.31 MVA	43.14 MVA
10	217250 V	10.34 %	22520 V	30.92 MVA	43.82 MVA
11	214500 V	10.33 %	22700 V	31.74 MVA	44.63 MVA
12	211750 V	10.33 %	22890 V	32.76 MVA	45.51 MVA
13	209000 V	10.32 %	23090 V	34.00 MVA	46.56 MVA
14	206250 V	10.32 %	23290 V	35.44 MVA	47.69 MVA
15	203500 V	10.31 %	23500 V	37.13 MVA	49.02 MVA
16	200750 V	10.31 %	23710 V	38.99 MVA	50.43 MVA
17	198000 V	10.30 %	23930 V	41.14 MVA	52.06 MVA

Tabla 88: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21150 V	31.76 MVA	40.22 MVA
2	239250 V	10.63 %	21300 V	31.20 MVA	40.29 MVA
3	236500 V	10.59 %	21450 V	30.69 MVA	40.42 MVA
4	233750 V	10.55 %	21600 V	30.27 MVA	40.59 MVA
5	231000 V	10.51 %	21770 V	29.94 MVA	40.83 MVA
6	228250 V	10.47 %	21930 V	29.74 MVA	41.13 MVA
7	225500 V	10.43 %	22100 V	29.68 MVA	41.52 MVA
8	222750 V	10.39 %	22290 V	29.79 MVA	42.02 MVA
9	220000 V	10.35 %	22450 V	30.03 MVA	42.54 MVA
10	217250 V	10.34 %	22630 V	30.51 MVA	43.14 MVA
11	214500 V	10.33 %	22820 V	31.21 MVA	43.87 MVA
12	211750 V	10.33 %	23010 V	32.11 MVA	44.67 MVA

13	209000 V	10.32 %	23210 V	33.24 MVA	45.64 MVA
14	206250 V	10.32 %	23400 V	34.57 MVA	46.70 MVA
15	203500 V	10.31 %	23610 V	36.17 MVA	47.95 MVA
16	200750 V	10.31 %	23820 V	37.94 MVA	49.29 MVA
17	198000 V	10.30 %	24040 V	40.00 MVA	50.86 MVA

Tabla 89: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21270 V	32.43 MVA	40.30 MVA
2	239250 V	10.63 %	21420 V	31.79 MVA	40.30 MVA
3	236500 V	10.59 %	21570 V	31.19 MVA	40.35 MVA
4	233750 V	10.55 %	21720 V	30.69 MVA	40.45 MVA
5	231000 V	10.51 %	21890 V	30.26 MVA	40.62 MVA
6	228250 V	10.47 %	22050 V	29.94 MVA	40.84 MVA
7	225500 V	10.43 %	22220 V	29.76 MVA	41.15 MVA
8	222750 V	10.39 %	22390 V	29.72 MVA	41.53 MVA
9	220000 V	10.35 %	22570 V	29.85 MVA	42.00 MVA
10	217250 V	10.34 %	22750 V	30.21 MVA	42.52 MVA
11	214500 V	10.33 %	22940 V	30.78 MVA	43.17 MVA
12	211750 V	10.33 %	23120 V	31.55 MVA	43.89 MVA
13	209000 V	10.32 %	23320 V	32.56 MVA	44.78 MVA
14	206250 V	10.32 %	23520 V	33.78 MVA	45.76 MVA
15	203500 V	10.31 %	23730 V	35.27 MVA	46.93 MVA
16	200750 V	10.31 %	23930 V	36.95 MVA	48.20 MVA
17	198000 V	10.30 %	24150 V	38.92 MVA	49.69 MVA

Tabla 90: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21400 V	33.23 MVA	40.48 MVA
2	239250 V	10.63 %	21540 V	32.51 MVA	40.42 MVA
3	236500 V	10.59 %	21700 V	31.83 MVA	40.39 MVA
4	233750 V	10.55 %	21850 V	31.22 MVA	40.42 MVA
5	231000 V	10.51 %	22010 V	30.69 MVA	40.50 MVA
6	228250 V	10.47 %	22170 V	30.26 MVA	40.64 MVA
7	225500 V	10.43 %	22340 V	29.95 MVA	40.85 MVA
8	222750 V	10.39 %	22510 V	29.78 MVA	41.15 MVA
9	220000 V	10.35 %	22690 V	29.77 MVA	41.53 MVA
10	217250 V	10.34 %	22870 V	29.98 MVA	41.96 MVA
11	214500 V	10.33 %	23060 V	30.41 MVA	42.51 MVA

12	211750 V	10.33 %	23240 V	31.04 MVA	43.14 MVA
13	209000 V	10.32 %	23440 V	31.92 MVA	43.93 MVA
14	206250 V	10.32 %	23640 V	33.00 MVA	44.82 MVA
15	203500 V	10.31 %	23850 V	34.37 MVA	45.91 MVA
16	200750 V	10.31 %	24050 V	35.94 MVA	47.09 MVA
17	198000 V	10.30 %	24270 V	37.81 MVA	48.50 MVA

Tabla 91: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21530 V	34.12 MVA	40.78 MVA
2	239250 V	10.63 %	21670 V	33.33 MVA	40.65 MVA
3	236500 V	10.59 %	21830 V	32.55 MVA	40.54 MVA
4	233750 V	10.55 %	21980 V	31.86 MVA	40.49 MVA
5	231000 V	10.51 %	22140 V	31.22 MVA	40.49 MVA
6	228250 V	10.47 %	22300 V	30.69 MVA	40.54 MVA
7	225500 V	10.43 %	22470 V	30.25 MVA	40.67 MVA
8	222750 V	10.39 %	22640 V	29.95 MVA	40.87 MVA
9	220000 V	10.35 %	22820 V	29.78 MVA	41.16 MVA
10	217250 V	10.34 %	23000 V	29.87 MVA	41.49 MVA
11	214500 V	10.33 %	23180 V	30.14 MVA	41.94 MVA
12	211750 V	10.33 %	23370 V	30.63 MVA	42.48 MVA
13	209000 V	10.32 %	23560 V	31.34 MVA	43.17 MVA
14	206250 V	10.32 %	23760 V	32.31 MVA	43.97 MVA
15	203500 V	10.31 %	23970 V	33.54 MVA	44.96 MVA
16	200750 V	10.31 %	24170 V	34.99 MVA	46.05 MVA
17	198000 V	10.30 %	24390 V	36.76 MVA	47.37 MVA

Tabla 92: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21650 V	35.14 MVA	41.06 MVA
2	239250 V	10.63 %	21790 V	34.28 MVA	40.86 MVA
3	236500 V	10.59 %	21950 V	33.43 MVA	40.70 MVA
4	233750 V	10.55 %	22100 V	32.65 MVA	40.58 MVA
5	231000 V	10.51 %	22260 V	31.90 MVA	40.51 MVA
6	228250 V	10.47 %	22420 V	31.26 MVA	40.49 MVA
7	225500 V	10.43 %	22590 V	30.69 MVA	40.55 MVA
8	222750 V	10.39 %	22760 V	30.25 MVA	40.68 MVA
9	220000 V	10.35 %	22930 V	29.95 MVA	40.89 MVA
10	217250 V	10.34 %	23110 V	29.87 MVA	41.14 MVA

11	214500 V	10.33 %	23300 V	29.98 MVA	41.51 MVA
12	211750 V	10.33 %	23480 V	30.31 MVA	41.96 MVA
13	209000 V	10.32 %	23680 V	30.86 MVA	42.57 MVA
14	206250 V	10.32 %	23880 V	31.66 MVA	43.29 MVA
15	203500 V	10.31 %	24080 V	32.73 MVA	44.19 MVA
16	200750 V	10.31 %	24290 V	34.05 MVA	45.21 MVA
17	198000 V	10.30 %	24510 V	35.67 MVA	46.45 MVA

Tabla 93: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21800 V	36.21 MVA	41.81 MVA
2	239250 V	10.63 %	21940 V	35.29 MVA	41.53 MVA
3	236500 V	10.59 %	22090 V	34.36 MVA	41.27 MVA
4	233750 V	10.55 %	22240 V	33.50 MVA	41.06 MVA
5	231000 V	10.51 %	22400 V	32.66 MVA	40.88 MVA
6	228250 V	10.47 %	22560 V	31.90 MVA	40.76 MVA
7	225500 V	10.43 %	22730 V	31.22 MVA	40.69 MVA
8	222750 V	10.39 %	22900 V	30.65 MVA	40.70 MVA
9	220000 V	10.35 %	23080 V	30.20 MVA	40.78 MVA
10	217250 V	10.34 %	23250 V	29.97 MVA	40.90 MVA
11	214500 V	10.33 %	23440 V	29.91 MVA	41.12 MVA
12	211750 V	10.33 %	23620 V	30.08 MVA	41.44 MVA
13	209000 V	10.32 %	23820 V	30.46 MVA	41.9 MVA
14	206250 V	10.32 %	24020 V	31.10 MVA	42.47 MVA
15	203500 V	10.31 %	24220 V	32.00 MVA	43.23 MVA
16	200750 V	10.31 %	24430 V	33.17 MVA	44.11 MVA
17	198000 V	10.30 %	24650 V	34.65 MVA	45.21 MVA

Tabla 94: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	21940 V	37.44 MVA	42.57 MVA
2	239250 V	10.63 %	22080 V	36.46 MVA	42.22 MVA
3	236500 V	10.59 %	22230 V	35.46 MVA	41.88 MVA
4	233750 V	10.55 %	22380 V	34.51 MVA	41.59 MVA
5	231000 V	10.51 %	22540 V	33.58 MVA	41.32 MVA
6	228250 V	10.47 %	22700 V	32.72 MVA	41.10 MVA
7	225500 V	10.43 %	22870 V	31.91 MVA	40.93 MVA
8	222750 V	10.39 %	23040 V	31.22 MVA	40.83 MVA
9	220000 V	10.35 %	23210 V	30.62 MVA	40.80 MVA

10	217250 V	10.34 %	23390 V	30.22 MVA	40.81 MVA
11	214500 V	10.33 %	23580 V	29.99 MVA	40.91 MVA
12	211750 V	10.33 %	23760 V	29.98 MVA	41.10 MVA
13	209000 V	10.32 %	23960 V	30.17 MVA	41.43 MVA
14	206250 V	10.32 %	24150 V	30.62 MVA	41.88 MVA
15	203500 V	10.31 %	24360 V	31.34 MVA	42.50 MVA
16	200750 V	10.31 %	24560 V	32.33 MVA	43.25 MVA
17	198000 V	10.30 %	24780 V	33.63 MVA	44.22 MVA

Tabla 95: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22080 V	38.76 MVA	43.45 MVA
2	239250 V	10.63 %	22220 V	37.72 MVA	43.03 MVA
3	236500 V	10.59 %	22370 V	36.65 MVA	42.62 MVA
4	233750 V	10.55 %	22520 V	35.63 MVA	42.25 MVA
5	231000 V	10.51 %	22680 V	34.61 MVA	41.89 MVA
6	228250 V	10.47 %	22840 V	33.66 MVA	41.59 MVA
7	225500 V	10.43 %	23010 V	32.74 MVA	41.32 MVA
8	222750 V	10.39 %	23170 V	31.92 MVA	41.12 MVA
9	220000 V	10.35 %	23350 V	31.18 MVA	40.97 MVA
10	217250 V	10.34 %	23530 V	30.63 MVA	40.86 MVA
11	214500 V	10.33 %	23710 V	30.22 MVA	40.84 MVA
12	211750 V	10.33 %	23900 V	30.03 MVA	40.90 MVA
13	209000 V	10.32 %	24090 V	30.03 MVA	41.10 MVA
14	206250 V	10.32 %	24290 V	30.28 MVA	41.41 MVA
15	203500 V	10.31 %	24490 V	30.80 MVA	41.90 MVA
16	200750 V	10.31 %	24700 V	31.61 MVA	42.51 MVA
17	198000 V	10.30 %	24920 V	32.73 MVA	43.34 MVA

Tabla 96: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22230 V	40.25 MVA	44.52 MVA
2	239250 V	10.63 %	22370 V	39.15 MVA	44.04 MVA
3	236500 V	10.59 %	22520 V	38.02 MVA	43.55 MVA
4	233750 V	10.55 %	22670 V	36.93 MVA	43.10 MVA
5	231000 V	10.51 %	22830 V	35.83 MVA	42.66 MVA
6	228250 V	10.47 %	22990 V	34.79 MVA	42.27 MVA
7	225500 V	10.43 %	23150 V	33.76 MVA	41.90 MVA
8	222750 V	10.39 %	23320 V	32.82 MVA	41.59 MVA

9	220000 V	10.35 %	23490 V	32.85 MVA	41.33 MVA
10	217250 V	10.34 %	23670 V	31.94 MVA	41.09 MVA
11	214500 V	10.33 %	23860 V	31.23 MVA	40.94 MVA
12	211750 V	10.33 %	24040 V	30.65 MVA	40.86 MVA
13	209000 V	10.32 %	24240 V	30.26 MVA	40.92 MVA
14	206250 V	10.32 %	24430 V	30.06 MVA	41.08 MVA
15	203500 V	10.31 %	24640 V	30.10 MVA	41.41 MVA
16	200750 V	10.31 %	24840 V	30.40 MVA	41.87 MVA
17	198000 V	10.30 %	25060 V	31.90 MVA	42.54 MVA

Tabla 97: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22380 V	41.82 MVA	45.73 MVA
2	239250 V	10.63 %	22520 V	40.68 MVA	45.19 MVA
3	236500 V	10.59 %	22670 V	39.50 MVA	44.63 MVA
4	233750 V	10.55 %	22820 V	38.34 MVA	44.11 MVA
5	231000 V	10.51 %	22980 V	37.17 MVA	43.58 MVA
6	228250 V	10.47 %	23130 V	36.04 MVA	43.10 MVA
7	225500 V	10.43 %	23300 V	34.91 MVA	42.63 MVA
8	222750 V	10.39 %	23460 V	33.87 MVA	42.22 MVA
9	220000 V	10.35 %	23640 V	32.85 MVA	41.85 MVA
10	217250 V	10.34 %	23810 V	32.00 MVA	41.49 MVA
11	214500 V	10.33 %	24000 V	31.25 MVA	41.21 MVA
12	211750 V	10.33 %	24180 V	30.68 MVA	40.99 MVA
13	209000 V	10.32 %	24380 V	30.27 MVA	40.91 MVA
14	206250 V	10.32 %	24570 V	30.10 MVA	40.92 MVA
15	203500 V	10.31 %	24780 V	30.17 MVA	41.09 MVA
16	200750 V	10.31 %	24980 V	30.54 MVA	41.34 MVA
17	198000 V	10.30 %	25200 V	31.22 MVA	41.90 MVA

Tabla 98: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22540 V	43.59 MVA	47.16 MVA
2	239250 V	10.63 %	22680 V	42.40 MVA	46.56 MVA
3	236500 V	10.59 %	22830 V	41.16 MVA	45.93 MVA
4	233750 V	10.55 %	22970 V	39.95 MVA	45.33 MVA
5	231000 V	10.51 %	23130 V	38.71 MVA	44.72 MVA
6	228250 V	10.47 %	23290 V	37.50 MVA	44.15 MVA
7	225500 V	10.43 %	23450 V	36.28 MVA	43.59 MVA

8	222750 V	10.39 %	23620 V	35.13 MVA	43.08 MVA
9	220000 V	10.35 %	23790 V	33.99 MVA	42.59 MVA
10	217250 V	10.34 %	23970 V	32.99 MVA	42.11 MVA
11	214500 V	10.33 %	24150 V	32.07 MVA	41.69 MVA
12	211750 V	10.33 %	24340 V	31.32 MVA	41.34 MVA
13	209000 V	10.32 %	24530 V	30.70 MVA	41.09 MVA
14	206250 V	10.32 %	24720 V	30.31 MVA	40.95 MVA
15	203500 V	10.31 %	24930 V	30.13 MVA	40.94 MVA
16	200750 V	10.31 %	25130 V	30.25 MVA	41.07 MVA
17	198000 V	10.30 %	25350 V	30.67 MVA	41.39 MVA

Tabla 99: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22690 V	45.44 MVA	48.72 MVA
2	239250 V	10.63 %	22830 V	44.21 MVA	48.06 MVA
3	236500 V	10.59 %	22980 V	42.93 MVA	47.37 MVA
4	233750 V	10.55 %	23130 V	41.67 MVA	46.71 MVA
5	231000 V	10.51 %	23290 V	40.36 MVA	46.02 MVA
6	228250 V	10.47 %	23440 V	39.09 MVA	45.38 MVA
7	225500 V	10.43 %	23610 V	37.78 MVA	44.72 MVA
8	222750 V	10.39 %	23770 V	36.54 MVA	44.11 MVA
9	220000 V	10.35 %	23940 V	35.28 MVA	43.51 MVA
10	217250 V	10.34 %	24120 V	34.16 MVA	42.92 MVA
11	214500 V	10.33 %	24300 V	33.08 MVA	42.36 MVA
12	211750 V	10.33 %	24490 V	32.16 MVA	41.88 MVA
13	209000 V	10.32 %	24680 V	31.33 MVA	41.45 MVA
14	206250 V	10.32 %	24880 V	30.73 MVA	41.18 MVA
15	203500 V	10.31 %	25080 V	30.31 MVA	41.00 MVA
16	200750 V	10.31 %	25280 V	30.18 MVA	40.95 MVA
17	198000 V	10.30 %	25500 V	30.34 MVA	41.09 MVA

Tabla 100: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	10.67 %	22860 V	47.50 MVA	50.53 MVA
2	239250 V	10.63 %	23000 V	46.24 MVA	49.81 MVA
3	236500 V	10.59 %	23150 V	44.91 MVA	49.06 MVA
4	233750 V	10.55 %	23290 V	43.60 MVA	48.34 MVA
5	231000 V	10.51 %	23450 V	42.24 MVA	47.58 MVA
6	228250 V	10.47 %	23600 V	40.90 MVA	46.85 MVA

7	225500 V	10.43 %	23770 V	39.52 MVA	46.10 MVA
8	222750 V	10.39 %	23930 V	38.18 MVA	45.40 MVA
9	220000 V	10.35 %	24110 V	36.82 MVA	44.69 MVA
10	217250 V	10.34 %	24280 V	35.58 MVA	43.98 MVA
11	214500 V	10.33 %	24440 V	34.48 MVA	43.37 MVA
12	211750 V	10.33 %	24650 V	33.26 MVA	42.67 MVA
13	209000 V	10.32 %	24840 V	32.24 MVA	42.12 MVA
14	206250 V	10.32 %	25040 V	31.41 MVA	41.65 MVA
15	203500 V	10.31 %	25240 V	30.75 MVA	41.30 MVA
16	200750 V	10.31 %	25440 V	30.35 MVA	41.06 MVA
17	198000 V	10.30 %	26660 V	30.22 MVA	40.99 MVA

Tabla 101: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

B.3.2. CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE

Para la carga de 60.35 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
3	13	33,7	618,7	30,64%	59,15%
4	13	28,9	571,4	26,27%	54,63%
5	12	17,9	462,7	16,27%	44,24%
	13	24	524	21,82%	50,10%
	14	30,8	590,8	28,00%	56,48%
6	12	13,9	424,5	12,64%	40,58%
	13	19,5	480,5	17,73%	45,94%
	14	25,9	542,5	23,55%	51,86%
	15	33,3	616	30,27%	58,89%
7	11	6,4	350,8	5,82%	33,54%
	12	10,2	389,4	9,27%	37,23%
	13	14,4	439,3	13,09%	42,00%
	14	20,7	495,8	18,82%	47,40%
	15	27,8	563,3	25,27%	53,85%
	16	35,7	637,7	32,45%	60,97%
8	10	1,6	304,3	1,45%	29,09%
	11	3,8	327,9	3,45%	31,35%
	12	6,8	359,9	6,18%	34,41%
	13	11,1	402,2	10,09%	38,45%
	14	16,2	452,9	14,73%	43,30%
	15	22,7	514,6	20,64%	49,20%
9	10	0,4	294,5	0,36%	28,15%
	11	1,8	310,1	1,64%	29,65%

	12	4	334,6	3,64%	31,99%
	13	7,5	369,4	6,82%	35,32%
	14	11,9	413,1	10,82%	39,49%
	15	17,4	468,3	15,82%	44,77%
10	9	0,5	293,8	0,45%	28,09%
	10	0	293,4	0,00%	28,05%
	11	0,4	299,9	0,36%	28,67%
	12	1,9	316,5	1,73%	30,26%
	13	4,5	343,1	4,09%	32,80%
	14	8	378,3	7,27%	36,17%
11	8	3,8	325,6	3,45%	31,13%
	9	1,7	308,7	1,55%	29,51%
	10	0,5	299,2	0,45%	28,60%
	11	0	298,1	0,00%	28,50%
	12	0,5	305,1	0,45%	29,17%
	13	2,1	322,8	1,91%	30,86%
12	7	10,1	384,4	9,18%	36,75%
	8	6,8	356,3	6,18%	34,06%
	9	4	332,2	3,64%	31,76%
	10	1,9	315	1,73%	30,11%
	11	0,5	304,9	0,45%	29,15%
	12	0,3	302,5	0,27%	28,92%
	13	0,5	311	0,45%	29,73%
13	6	19,2	471,9	17,45%	45,11%
	7	15	431,5	13,64%	41,25%
	8	11	397,2	10,00%	37,97%
	9	7,4	365,8	6,73%	34,97%
	10	4,5	339,7	4,09%	32,48%
	11	2	321,2	1,82%	30,71%
	12	0,5	310,4	0,45%	29,67%
14	5	30,5	577,8	27,73%	55,24%
	6	25,6	531,7	23,27%	50,83%
	7	20,7	487,3	18,82%	46,59%
	8	16,2	446,3	14,73%	42,67%
	9	11,8	408,2	10,73%	39,02%
	10	8	374,8	7,27%	35,83%
	11	4,7	346,9	4,27%	33,16%
15	4	44,1	706,6	40,09%	67,55%
	5	38,6	653,6	35,09%	62,49%
	6	33,1	603,5	30,09%	57,70%
	7	27,7	552,9	25,18%	52,86%
	8	22,5	506,3	20,45%	48,40%

	9	17,5	461,8	15,91%	44,15%
	10	13	421,2	11,82%	40,27%
16	3	59	845,9	53,64%	80,87%
	4	53,3	792,1	48,45%	75,73%
	5	47,3	735,2	43,00%	70,29%
	6	41,5	680,5	37,73%	65,06%
	7	35,6	626,6	32,36%	59,90%
	8	29,9	574,1	27,18%	54,89%
	9	24,2	523,8	22,00%	50,08%
	10	18,9	476,9	17,18%	45,59%
17	7	44,8	710	40,73%	67,88%
	8	38,7	654,5	35,18%	62,57%
	9	32,3	597,9	29,36%	57,16%

Tabla 102: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.

Para la carga de 72.26 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
8	10	1,3	430,7	1,18%	41,18%
9	10	1,7	440,6	1,55%	42,12%
	11	3,6	463,4	3,27%	44,30%
10	9	0,4	423	0,36%	40,44%
	10	0	422,9	0,00%	40,43%
	11	0,4	432,3	0,36%	41,33%
	12	1,6	448,2	1,45%	42,85%
11	8	3,2	448,9	2,91%	42,92%
	9	1,5	436,5	1,36%	41,73%
	10	0,4	430,6	0,36%	41,17%
	11	0	431,6	0,00%	41,26%
	12	0,4	439,7	0,36%	42,04%
	13	1,8	456,2	1,64%	43,61%
12	7	8,5	498,6	7,73%	47,67%
	8	5,8	475,5	5,27%	45,46%
	9	3,3	457,7	3,00%	43,76%
	10	1,5	445	1,36%	42,54%
	11	0,4	438,2	0,36%	41,89%
	12	0	439,1	0,00%	41,98%
	13	0,5	447,9	0,45%	42,82%
13	8	9,3	512,7	8,45%	49,02%
	9	6,3	488,3	5,73%	46,68%

	10	3,7	467,8	3,36%	44,72%
	11	1,7	454	1,55%	43,40%
	12	0,5	446,5	0,45%	42,69%
14	10	6,8	499,6	6,18%	47,76%
	11	4	477,5	3,64%	45,65%

Tabla 103: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 72.26 MVA.

APÉNDICE B.4: CONDICIÓN DE PARALELISMO CON TRANSFORMADORES INTERCAMBIADOS ENTRE LA ES-COV Y SUBESTACIONES ALEDAÑAS

B.4.1. FLUJO DE CARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV DEL CAMBIO DE TRANSFORMADORES ENTRE LA ES-COV Y LA ES-CYO

La repartición de carga en la condición de paralelismo con una carga de 60,35 MVA que según la proyección es la carga límite para el 2023, quedaría de la siguiente forma:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	20770 V	29.71 MVA	30.17 MVA
2	239250 V	14.24 %	20900 V	29.53 MVA	30.42 MVA
3	236500 V	14.18 %	21040 V	29.42 MVA	30.73 MVA
4	233750 V	14.11 %	21170 V	29.39 MVA	31.11 MVA
5	231000 V	14.05 %	21310 V	29.46 MVA	31.56 MVA
6	228250 V	13.99 %	21460 V	29.63 MVA	32.08 MVA
7	225500 V	13.93 %	21610 V	29.39 MVA	32.70 MVA
8	222750 V	13.86 %	21760 V	30.33 MVA	33.41 MVA
9	220000 V	13.80 %	21920 V	30.89 MVA	34.22 MVA
10	217250 V	13.79 %	22070 V	31.62 MVA	35.04 MVA
11	214500 V	13.78 %	22240 V	32.51 MVA	36.00 MVA
12	211750 V	13.76 %	22400 V	33.51 MVA	37.05 MVA
13	209000 V	13.75 %	22580 V	34.71 MVA	38.24 MVA
14	206250 V	13.74 %	22750 V	36.02 MVA	39.51 MVA
15	203500 V	13.73 %	22930 V	37.54 MVA	40.94 MVA
16	200750 V	13.71 %	23120 V	39.18 MVA	42.48 MVA
17	198000 V	13.70 %	23310 V	41.04 MVA	44.18 MVA

Tabla 104: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	20900 V	29.95 MVA	30.00 MVA
2	239250 V	14.24 %	21030 V	29.71 MVA	30.19 MVA
3	236500 V	14.18 %	21160 V	29.53 MVA	30.44 MVA
4	233750 V	14.11 %	21300 V	29.43 MVA	30.76 MVA
5	231000 V	14.05 %	21440 V	29.43 MVA	31.15 MVA
6	228250 V	13.99 %	21580 V	29.53 MVA	31.60 MVA
7	225500 V	13.93 %	21730 V	29.75 MVA	32.16 MVA
8	222750 V	13.86 %	21880 V	30.07 MVA	32.80 MVA
9	220000 V	13.80 %	22040 V	30.55 MVA	33.55 MVA
10	217250 V	13.79 %	22190 V	31.20 MVA	34.32 MVA
11	214500 V	13.78 %	22360 V	32.02 MVA	35.22 MVA
12	211750 V	13.76 %	22520 V	32.96 MVA	36.22 MVA
13	209000 V	13.75 %	22700 V	34.09 MVA	37.36 MVA
14	206250 V	13.74 %	22870 V	35.34 MVA	38.58 MVA
15	203500 V	13.73 %	23050 V	36.81 MVA	39.97 MVA
16	200750 V	13.71 %	23430 V	38.39 MVA	41.46 MVA
17	198000 V	13.70 %	23430 V	40.21 MVA	43.13 MVA

Tabla 105: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21030 V	30.25 MVA	29.90 MVA
2	239250 V	14.24 %	21160 V	29.95 MVA	30.02 MVA
3	236500 V	14.18 %	21290 V	29.70 MVA	30.20 MVA
4	233750 V	14.11 %	21430 V	29.53 MVA	30.45 MVA
5	231000 V	14.05 %	21570 V	29.45 MVA	30.77 MVA
6	228250 V	13.99 %	21710 V	29.47 MVA	31.16 MVA
7	225500 V	13.93 %	21860 V	29.60 MVA	31.65 MVA
8	222750 V	13.86 %	22010 V	29.84 MVA	32.22 MVA
9	220000 V	13.80 %	22170 V	30.24 MVA	32.89 MVA
10	217250 V	13.79 %	22320 V	30.81 MVA	33.60 MVA
11	214500 V	13.78 %	22490 V	31.54 MVA	34.44 MVA
12	211750 V	13.76 %	22650 V	32.40 MVA	35.38 MVA
13	209000 V	13.75 %	22820 V	33.46 MVA	36.46 MVA
14	206250 V	13.74 %	22990 V	34.65 MVA	37.62 MVA
15	203500 V	13.73 %	23180 V	36.05 MVA	38.96 MVA
16	200750 V	13.71 %	23360 V	37.58 MVA	40.41 MVA
17	198000 V	13.70 %	23550 V	39.34 MVA	42.03 MVA

Tabla 106: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21160 V	30.61 MVA	29.88 MVA
2	239250 V	14.24 %	21290 V	30.25 MVA	29.94 MVA
3	236500 V	14.18 %	21420 V	29.93 MVA	30.05 MVA
4	233750 V	14.11 %	21560 V	29.68 MVA	30.23 MVA
5	231000 V	14.05 %	21700 V	29.53 MVA	30.48 MVA
6	228250 V	13.99 %	21840 V	29.47 MVA	30.79 MVA
7	225500 V	13.93 %	21990 V	29.52 MVA	31.20 MVA
8	222750 V	13.86 %	22140 V	29.67 MVA	31.70 MVA
9	220000 V	13.80 %	22290 V	29.98 MVA	32.31 MVA
10	217250 V	13.79 %	22450 V	30.46 MVA	32.94 MVA
11	214500 V	13.78 %	22610 V	31.12 MVA	33.71 MVA
12	211750 V	13.76 %	22780 V	31.89 MVA	34.58 MVA
13	209000 V	13.75 %	22950 V	32.87 MVA	35.59 MVA
14	206250 V	13.74 %	23120 V	33.99 MVA	36.71 MVA
15	203500 V	13.73 %	23300 V	35.32 MVA	37.99 MVA
16	200750 V	13.71 %	23480 V	36.79 MVA	39.38 MVA
17	198000 V	13.70 %	23670 V	38.49 MVA	40.95 MVA

Tabla 107: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21300 V	31.05 MVA	29.97 MVA
2	239250 V	14.24 %	21430 V	30.62 MVA	29.95 MVA
3	236500 V	14.18 %	21560 V	30.23 MVA	29.99 MVA
4	233750 V	14.11 %	21700 V	29.91 MVA	30.09 MVA
5	231000 V	14.05 %	21840 V	29.67 MVA	30.26 MVA
6	228250 V	13.99 %	21980 V	29.52 MVA	30.50 MVA
7	225500 V	13.93 %	22120 V	29.48 MVA	30.82 MVA
8	222750 V	13.86 %	22270 V	29.54 MVA	31.24 MVA
9	220000 V	13.80 %	22430 V	29.75 MVA	31.76 MVA
10	217250 V	13.79 %	22580 V	30.14 MVA	30.32 MVA
11	214500 V	13.78 %	22750 V	30.70 MVA	33.00 MVA
12	211750 V	13.76 %	22910 V	31.39 MVA	33.79 MVA
13	209000 V	13.75 %	23080 V	32.28 MVA	34.74 MVA
14	206250 V	13.74 %	23250 V	33.31 MVA	35.78 MVA
15	203500 V	13.73 %	23430 V	36.99 MVA	34.57 MVA
16	200750 V	13.71 %	23610 V	38.32 MVA	35.96 MVA
17	198000 V	13.70 %	23610 V	37.59 MVA	39.84 MVA

Tabla 108: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21440 V	31.56 MVA	30.15 MVA
2	239250 V	14.24 %	21570 V	31.07 MVA	30.06 MVA
3	236500 V	14.18 %	21700 V	30.61 MVA	30.01 MVA
4	233750 V	14.11 %	21830 V	30.22 MVA	30.04 MVA
5	231000 V	14.05 %	21970 V	29.89 MVA	30.13 MVA
6	228250 V	13.99 %	22110 V	29.66 MVA	30.28 MVA
7	225500 V	13.93 %	22260 V	29.53 MVA	30.52 MVA
8	222750 V	13.86 %	22410 V	29.49 MVA	30.85 MVA
9	220000 V	13.80 %	22560 V	29.61 MVA	31.28 MVA
10	217250 V	13.79 %	22720 V	29.90 MVA	31.75 MVA
11	214500 V	13.78 %	22880 V	30.36 MVA	32.36 MVA
12	211750 V	13.76 %	23040 V	30.95 MVA	33.07 MVA
13	209000 V	13.75 %	23210 V	31.75 MVA	33.93 MVA
14	206250 V	13.74 %	23380 V	32.69 MVA	34.89 MVA
15	203500 V	13.73 %	23560 V	33.86 MVA	36.04 MVA
16	200750 V	13.71 %	23750 V	35.18 MVA	37.30 MVA
17	198000 V	13.70 %	23940 V	36.74 MVA	38.75 MVA

Tabla 109: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21590 V	32.17 MVA	30.44 MVA
2	239250 V	14.24 %	21720 V	31.62 MVA	30.28 MVA
3	236500 V	14.18 %	21850 V	31.09 MVA	30.15 MVA
4	233750 V	14.11 %	21980 V	30.62 MVA	30.09 MVA
5	231000 V	14.05 %	22120 V	30.21 MVA	30.09 MVA
6	228250 V	13.99 %	22260 V	29.89 MVA	30.15 MVA
7	225500 V	13.93 %	22400 V	29.66 MVA	30.29 MVA
8	222750 V	13.86 %	22550 V	29.53 MVA	30.53 MVA
9	220000 V	13.80 %	22700 V	29.53 MVA	30.87 MVA
10	217250 V	13.79 %	22860 V	29.72 MVA	31.25 MVA
11	214500 V	13.78 %	23020 V	30.07 MVA	31.75 MVA
12	211750 V	13.76 %	23180 V	30.56 MVA	32.37 MVA
13	209000 V	13.75 %	23350 V	31.24 MVA	33.14 MVA
14	206250 V	13.74 %	23520 V	32.09 MVA	34.02 MVA
15	203500 V	13.73 %	23700 V	33.16 MVA	35.08 MVA
16	200750 V	13.71 %	23880 V	34.39 MVA	36.26 MVA
17	198000 V	13.70 %	24070 V	35.86 MVA	37.64 MVA

Tabla 110: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21740 V	32.86 MVA	30.84 MVA
2	239250 V	14.24 %	21860 V	32.24 MVA	30.61 MVA
3	236500 V	14.18 %	21990 V	31.64 MVA	30.40 MVA
4	233750 V	14.11 %	22120 V	31.09 MVA	30.26 MVA
5	231000 V	14.05 %	22260 V	30.61 MVA	30.17 MVA
6	228250 V	13.99 %	22400 V	30.21 MVA	30.14 MVA
7	225500 V	13.93 %	22550 V	29.88 MVA	30.19 MVA
8	222750 V	13.86 %	22690 V	29.65 MVA	30.33 MVA
9	220000 V	13.80 %	22850 V	29.54 MVA	30.56 MVA
10	217250 V	13.79 %	23000 V	29.62 MVA	30.84 MVA
11	214500 V	13.78 %	23160 V	29.86 MVA	31.21 MVA
12	211750 V	13.76 %	23320 V	30.23 MVA	31.76 MVA
13	209000 V	13.75 %	23490 V	30.81 MVA	32.43 MVA
14	206250 V	13.74 %	23660 V	31.35 MVA	33.21 MVA
15	203500 V	13.73 %	23840 V	32.52 MVA	34.18 MVA
16	200750 V	13.71 %	24020 V	33.64 MVA	35.28 MVA
17	198000 V	13.70 %	24210 V	35.03 MVA	36.57 MVA

Tabla 111: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21900 V	33.66 MVA	31.39 MVA
2	239250 V	14.24 %	22020 V	32.98 MVA	31.08 MVA
3	236500 V	14.18 %	22150 V	32.31 MVA	30.79 MVA
4	233750 V	14.11 %	22280 V	31.69 MVA	30.57 MVA
5	231000 V	14.05 %	22420 V	31.13 MVA	30.38 MVA
6	228250 V	13.99 %	22550 V	30.63 MVA	30.26 MVA
7	225500 V	13.93 %	22700 V	30.20 MVA	30.19 MVA
8	222750 V	13.86 %	22840 V	29.87 MVA	30.24 MVA
9	220000 V	13.80 %	23000 V	29.65 MVA	30.35 MVA
10	217250 V	13.79 %	23150 V	29.61 MVA	30.52 MVA
11	214500 V	13.78 %	23310 V	29.72 MVA	30.80 MVA
12	211750 V	13.76 %	23470 V	29.97 MVA	31.21 MVA
13	209000 V	13.75 %	23640 V	30.42 MVA	31.77 MVA
14	206250 V	13.74 %	23810 V	31.05 MVA	32.44 MVA
15	203500 V	13.73 %	23990 V	31.89 MVA	33.30 MVA
16	200750 V	13.71 %	24170 V	32.91 MVA	34.30 MVA
17	198000 V	13.70 %	24360 V	34.19 MVA	35.50 MVA

Tabla 112: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22050 V	34.50 MVA	32.08 MVA
2	239250 V	14.24 %	22170 V	33.77 MVA	31.70 MVA
3	236500 V	14.18 %	22300 V	33.04 MVA	31.33 MVA
4	233750 V	14.11 %	22430 V	32.35 MVA	31.03 MVA
5	231000 V	14.05 %	22570 V	31.69 MVA	30.75 MVA
6	228250 V	13.99 %	22700 V	31.12 MVA	30.53 MVA
7	225500 V	13.93 %	22850 V	30.59 MVA	30.37 MVA
8	222750 V	13.86 %	22990 V	30.16 MVA	30.30 MVA
9	220000 V	13.80 %	23140 V	29.82 MVA	30.31 MVA
10	217250 V	13.79 %	23300 V	29.67 MVA	30.36 MVA
11	214500 V	13.78 %	23460 V	29.65 MVA	30.52 MVA
12	211750 V	13.76 %	23620 V	29.78 MVA	30.81 MVA
13	209000 V	13.75 %	23790 V	30.09 MVA	31.24 MVA
14	206250 V	13.74 %	23960 V	30.59 MVA	31.80 MVA
15	203500 V	13.73 %	24140 V	31.31 MVA	32.54 MVA
16	200750 V	13.71 %	24320 V	32.21 MVA	33.43 MVA
17	198000 V	13.70 %	24510 V	33.37 MVA	34.52 MVA

Tabla 113: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22210 V	35.48 MVA	32.94 MVA
2	239250 V	14.24 %	22330 V	34.69 MVA	33.49 MVA
3	236500 V	14.18 %	22460 V	33.89 MVA	32.04 MVA
4	233750 V	14.11 %	22590 V	33.14 MVA	31.65 MVA
5	231000 V	14.05 %	22730 V	32.41 MVA	31.28 MVA
6	228250 V	13.99 %	22860 V	31.74 MVA	30.96 MVA
7	225500 V	13.93 %	23010 V	31.12 MVA	30.69 MVA
8	222750 V	13.86 %	23150 V	30.58 MVA	30.52 MVA
9	220000 V	13.80 %	23300 V	30.12 MVA	30.40 MVA
10	217250 V	13.79 %	23450 V	29.84 MVA	30.32 MVA
11	214500 V	13.78 %	23620 V	29.69 MVA	30.36 MVA
12	211750 V	13.76 %	23780 V	29.68 MVA	30.52 MVA
13	209000 V	13.75 %	23950 V	29.86 MVA	30.81 MVA
14	206250 V	13.74 %	24110 V	30.21 MVA	31.24 MVA
15	203500 V	13.73 %	24290 V	30.78 MVA	31.84 MVA
16	200750 V	13.71 %	24470 V	31.54 MVA	32.60 MVA
17	198000 V	13.70 %	24660 V	32.57 MVA	33.56 MVA

Tabla 114: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22370 V	36.54 MVA	33.92 MVA
2	239250 V	14.24 %	22490 V	35.69 MVA	33.39 MVA
3	236500 V	14.18 %	22620 V	34.84 MVA	32.88 MVA
4	233750 V	14.11 %	22750 V	34.02 MVA	32.41 MVA
5	231000 V	14.05 %	22890 V	33.21 MVA	31.95 MVA
6	228250 V	13.99 %	23020 V	32.47 MVA	31.54 MVA
7	225500 V	13.93 %	23170 V	31.75 MVA	31.17 MVA
8	222750 V	13.86 %	23310 V	31.11 MVA	30.88 MVA
9	220000 V	13.80 %	23460 V	30.54 MVA	30.65 MVA
10	217250 V	13.79 %	23610 V	30.14 MVA	30.45 MVA
11	214500 V	13.78 %	23770 V	29.85 MVA	30.35 MVA
12	211750 V	13.76 %	23930 V	29.70 MVA	30.37 MVA
13	209000 V	13.75 %	24100 V	29.73 MVA	30.52 MVA
14	206250 V	13.74 %	24270 V	29.94 MVA	30.81 MVA
15	203500 V	13.73 %	24450 V	30.36 MVA	31.27 MVA
16	200750 V	13.71 %	24630 V	30.97 MVA	31.89 MVA
17	198000 V	13.70 %	24820 V	31.86 MVA	32.72 MVA

Tabla 115: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22540 V	37.74 MVA	35.08 MVA
2	239250 V	14.24 %	22670 V	36.85 MVA	34.49 MVA
3	236500 V	14.18 %	22790 V	35.94 MVA	33.90 MVA
4	233750 V	14.11 %	22920 V	35.06 MVA	33.35 MVA
5	231000 V	14.05 %	23060 V	34.18 MVA	32.81 MVA
6	228250 V	13.99 %	23190 V	33.35 MVA	32.31 MVA
7	225500 V	13.93 %	23330 V	32.54 MVA	31.83 MVA
8	222750 V	13.86 %	23480 V	31.79 MVA	31.44 MVA
9	220000 V	13.80 %	23630 V	31.11 MVA	31.08 MVA
10	217250 V	13.79 %	23780 V	30.59 MVA	30.75 MVA
11	214500 V	13.78 %	23940 V	30.16 MVA	30.51 MVA
12	211750 V	13.76 %	24100 V	29.86 MVA	30.39 MVA
13	209000 V	13.75 %	24270 V	29.73 MVA	30.38 MVA
14	206250 V	13.74 %	24440 V	29.78 MVA	30.31 MVA
15	203500 V	13.73 %	24610 V	30.03 MVA	30.81 MVA
16	200750 V	13.71 %	24790 V	30.48 MVA	31.28 MVA
17	198000 V	13.70 %	24980 V	31.20 MVA	31.94 MVA

Tabla 116: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22720 V	39.03 MVA	36.26 MVA
2	239250 V	14.24 %	22840 V	38.09 MVA	35.72 MVA
3	236500 V	14.18 %	22960 V	37.13 MVA	35.06 MVA
4	233750 V	14.11 %	23090 V	36.19 MVA	34.45 MVA
5	231000 V	14.05 %	23220 V	35.24 MVA	33.81 MVA
6	228250 V	13.99 %	23360 V	34.34 MVA	33.23 MVA
7	225500 V	13.93 %	23500 V	33.44 MVA	32.65 MVA
8	222750 V	13.86 %	23640 V	32.61 MVA	32.15 MVA
9	220000 V	13.80 %	23790 V	31.82 MVA	31.68 MVA
10	217250 V	13.79 %	23940 V	31.17 MVA	31.22 MVA
11	214500 V	13.78 %	24100 V	30.60 MVA	30.84 MVA
12	211750 V	13.76 %	24260 V	30.17 MVA	30.58 MVA
13	209000 V	13.75 %	24430 V	29.88 MVA	30.41 MVA
14	206250 V	13.74 %	24590 V	29.76 MVA	30.39 MVA
15	203500 V	13.73 %	24780 V	29.84 MVA	30.51 MVA
16	200750 V	13.71 %	24960 V	30.12 MVA	30.82 MVA
17	198000 V	13.70 %	25140 V	30.66 MVA	31.31 MVA

Tabla 117: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22900 V	40.49 MVA	37.85 MVA
2	239250 V	14.24 %	23020 V	39.51 MVA	37.15 MVA
3	236500 V	14.18 %	23140 V	38.49 MVA	36.43 MVA
4	233750 V	14.11 %	23270 V	37.49 MVA	35.75 MVA
5	231000 V	14.05 %	23400 V	36.48 MVA	35.04 MVA
6	228250 V	13.99 %	23540 V	35.51 MVA	34.36 MVA
7	225500 V	13.93 %	23680 V	34.53 MVA	33.69 MVA
8	222750 V	13.86 %	23820 V	33.60 MVA	33.09 MVA
9	220000 V	13.80 %	23970 V	32.70 MVA	32.49 MVA
10	217250 V	13.79 %	24120 V	31.93 MVA	31.92 MVA
11	214500 V	13.78 %	24280 V	31.23 MVA	31.39 MVA
12	211750 V	13.76 %	24440 V	30.65 MVA	30.98 MVA
13	209000 V	13.75 %	24610 V	30.19 MVA	30.65 MVA
14	206250 V	13.74 %	24770 V	29.89 MVA	30.45 MVA
15	203500 V	13.73 %	24950 V	29.79 MVA	30.39 MVA
16	200750 V	13.71 %	25130 V	29.88 MVA	30.52 MVA
17	198000 V	13.70 %	25320 V	30.23 MVA	30.82 MVA

Tabla 118: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	23080 V	42.02 MVA	39.46 MVA
2	239250 V	14.24 %	23200 V	41.01 MVA	38.71 MVA
3	236500 V	14.18 %	23320 V	39.94 MVA	37.92 MVA
4	233750 V	14.11 %	23450 V	38.90 MVA	37.18 MVA
5	231000 V	14.05 %	23580 V	37.83 MVA	36.40 MVA
6	228250 V	13.99 %	23710 V	36.79 MVA	35.65 MVA
7	225500 V	13.93 %	23850 V	35.73 MVA	34.89 MVA
8	222750 V	13.86 %	23990 V	34.72 MVA	34.19 MVA
9	220000 V	13.80 %	24140 V	33.72 MVA	33.49 MVA
10	217250 V	13.79 %	24290 V	32.84 MVA	32.79 MVA
11	214500 V	13.78 %	24450 V	32.01 MVA	32.14 MVA
12	211750 V	13.76 %	24610 V	32.28 MVA	31.58 MVA
13	209000 V	13.75 %	24780 V	30.66 MVA	31.09 MVA
14	206250 V	13.74 %	24950 V	30.21 MVA	30.73 MVA
15	203500 V	13.73 %	25130 V	29.91 MVA	30.49 MVA
16	200750 V	13.71 %	25300 V	29.81 MVA	30.42 MVA
17	198000 V	13.70 %	25490 V	29.96 MVA	30.52 MVA

Tabla 119: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	23270 V	43.75 MVA	41.28 MVA
2	239250 V	14.24 %	23390 V	42.69 MVA	40.44 MVA
3	236500 V	14.18 %	23510 V	41.59 MVA	39.65 MVA
4	233750 V	14.11 %	23640 V	40.49 MVA	38.85 MVA
5	231000 V	14.05 %	23770 V	39.37 MVA	38.00 MVA
6	228250 V	13.99 %	23900 V	38.27 MVA	37.18 MVA
7	225500 V	13.93 %	24040 V	37.14 MVA	36.34 MVA
8	222750 V	13.86 %	24180 V	36.05 MVA	35.53 MVA
9	220000 V	13.80 %	24330 V	34.96 MVA	34.74 MVA
10	217250 V	13.79 %	24480 V	33.96 MVA	33.93 MVA
11	214500 V	13.78 %	24640 V	33.00 MVA	33.14 MVA
12	211750 V	13.76 %	24800 V	32.14 MVA	32.44 MVA
13	209000 V	13.75 %	24970 V	31.35 MVA	31.79 MVA
14	206250 V	13.74 %	25130 V	30.72 MVA	31.25 MVA
15	203500 V	13.73 %	25310 V	30.23 MVA	30.82 MVA
16	200750 V	13.71 %	25490 V	29.92 MVA	30.55 MVA
17	198000 V	13.70 %	25670 V	29.85 MVA	30.43 MVA

Tabla 120: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

Ahora vamos a evaluar el comportamiento de los transformadores para una carga de 82,37 MVA que es la potencia límite para esta condición. Para este caso tenemos los siguientes resultados:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	20690 V	40.58 MVA	41.20 MVA
2	239250 V	14.24 %	20820 V	40.33 MVA	41.51 MVA
3	236500 V	14.18 %	20970 V	40.13 MVA	41.86 MVA
4	233750 V	14.11 %	21110 V	39.98 MVA	42.27 MVA
5	231000 V	14.05 %	21260 V	39.92 MVA	42.72 MVA
6	228250 V	13.99 %	21400 V	39.94 MVA	43.22 MVA
7	225500 V	13.93 %	21560 V	40.05 MVA	43.79 MVA
8	222750 V	13.86 %	21720 V	40.25 MVA	44.42 MVA
9	220000 V	13.80 %	21880 V	40.58 MVA	45.14 MVA
10	217250 V	13.79 %	22030 V	41.04 MVA	45.78 MVA
11	214500 V	13.78 %	22220 V	41.72 MVA	46.63 MVA
12	211750 V	13.76 %	22390 V	42.45 MVA	47.50 MVA
13	209000 V	13.75 %	22570 V	43.37 MVA	48.48 MVA
14	206250 V	13.74 %	22740 V	44.40 MVA	49.53 MVA
15	203500 V	13.73 %	22930 V	45.63 MVA	50.71 MVA
16	200750 V	13.71 %	22120 V	46.97 MVA	51.99 MVA
17	198000 V	13.70 %	23320 V	48.54 MVA	53.42 MVA

Tabla 121: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	20820 V	40.87 MVA	40.97 MVA
2	239250 V	14.24 %	20950 V	40.57 MVA	41.23 MVA
3	236500 V	14.18 %	21100 V	40.33 MVA	41.54 MVA
4	233750 V	14.11 %	21240 V	40.13 MVA	41.89 MVA
5	231000 V	14.05 %	21380 V	40.02 MVA	42.31 MVA
6	228250 V	13.99 %	21530 V	39.98 MVA	42.76 MVA
7	225500 V	13.93 %	21690 V	40.04 MVA	42.28 MVA
8	222750 V	13.86 %	21840 V	40.17 MVA	43.87 MVA
9	220000 V	13.80 %	22010 V	40.44 MVA	44.54 MVA
10	217250 V	13.79 %	22170 V	40.88 MVA	45.18 MVA
11	214500 V	13.78 %	22340 V	41.45 MVA	45.93 MVA
12	211750 V	13.76 %	22510 V	42.13 MVA	46.76 MVA
13	209000 V	13.75 %	22690 V	42.99 MVA	47.76 MVA

14	206250 V	13.74 %	22870 V	43.97 MVA	48.69 MVA
15	203500 V	13.73 %	23050 V	45.14 MVA	49.84 MVA
16	200750 V	13.71 %	23240 V	46.42 MVA	51.08 MVA
17	198000 V	13.70 %	23440 V	47.94 MVA	52.46 MVA

Tabla 122: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	20960 V	41.21 MVA	40.78 MVA
2	239250 V	14.24 %	21090 V	40.87 MVA	40.99 MVA
3	236500 V	14.18 %	21230 V	40.57 MVA	41.26 MVA
4	233750 V	14.11 %	21370 V	40.32 MVA	41.57 MVA
5	231000 V	14.05 %	21520 V	40.15 MVA	41.92 MVA
6	228250 V	13.99 %	21670 V	40.05 MVA	42.32 MVA
7	225500 V	13.93 %	21820 V	40.05 MVA	42.79 MVA
8	222750 V	13.86 %	21980 V	40.12 MVA	43.33 MVA
9	220000 V	13.80 %	22140 V	40.32 MVA	43.94 MVA
10	217250 V	13.79 %	22300 V	40.69 MVA	44.54 MVA
11	214500 V	13.78 %	22470 V	41.20 MVA	45.23 MVA
12	211750 V	13.76 %	22640 V	41.82 MVA	46.01 MVA
13	209000 V	13.75 %	22820 V	42.61 MVA	46.89 MVA
14	206250 V	13.74 %	23000 V	43.52 MVA	47.85 MVA
15	203500 V	13.73 %	23180 V	44.63 MVA	48.94 MVA
16	200750 V	13.71 %	23370 V	45.86 MVA	50.14 MVA
17	198000 V	13.70 %	23570 V	47.32 MVA	51.47 MVA

Tabla 123: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21100 V	41.59 MVA	40.66 MVA
2	239250 V	14.24 %	21230 V	41.20 MVA	40.83 MVA
3	236500 V	14.18 %	21370 V	40.85 MVA	41.04 MVA
4	233750 V	14.11 %	21550 V	40.55 MVA	41.29 MVA
5	231000 V	14.05 %	21660 V	40.32 MVA	41.60 MVA
6	228250 V	13.99 %	21800 V	40.17 MVA	41.95 MVA
7	225500 V	13.93 %	21960 V	40.10 MVA	42.36 MVA
8	222750 V	13.86 %	22110 V	40.11 MVA	42.85 MVA
9	220000 V	13.80 %	22270 V	40.24 MVA	43.40 MVA
10	217250 V	13.79 %	22430 V	40.55 MVA	43.94 MVA
11	214500 V	13.78 %	22600 V	40.99 MVA	44.58 MVA
12	211750 V	13.76 %	22770 V	41.54 MVA	45.30 MVA

13	209000 V	13.75 %	22950 V	42.26 MVA	46.13 MVA
14	206250 V	13.74 %	23120 V	43.11 MVA	47.04 MVA
15	203500 V	13.73 %	23310 V	44.15 MVA	48.08 MVA
16	200750 V	13.71 %	23500 V	45.32 MVA	49.22 MVA
17	198000 V	13.70 %	23700 V	46.71 MVA	50.51 MVA

Tabla 124: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21250 V	42.01 MVA	40.63 MVA
2	239250 V	14.24 %	21380 V	41.58 MVA	40.74 MVA
3	236500 V	14.18 %	21510 V	41.18 MVA	40.89 MVA
4	233750 V	14.11 %	21650 V	40.82 MVA	41.09 MVA
5	231000 V	14.05 %	21800 V	40.83 MVA	41.34 MVA
6	228250 V	13.99 %	21940 V	40.32 MVA	41.63 MVA
7	225500 V	13.93 %	22100 V	40.18 MVA	41.99 MVA
8	222750 V	13.86 %	22250 V	40.12 MVA	42.41 MVA
9	220000 V	13.80 %	22410 V	40.18 MVA	42.90 MVA
10	217250 V	13.79 %	22570 V	40.42 MVA	43.38 MVA
11	214500 V	13.78 %	22740 V	40.78 MVA	43.96 MVA
12	211750 V	13.76 %	22910 V	41.26 MVA	44.62 MVA
13	209000 V	13.75 %	23090 V	41.90 MVA	45.38 MVA
14	206250 V	13.74 %	23260 V	42.68 MVA	46.23 MVA
15	203500 V	13.73 %	23450 V	43.65 MVA	47.21 MVA
16	200750 V	13.71 %	23640 V	44.75 MVA	48.30 MVA
17	198000 V	13.70 %	23830 V	46.07 MVA	49.53 MVA

Tabla 125: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21390 V	42.49 MVA	40.65 MVA
2	239250 V	14.24 %	21520 V	42.02 MVA	40.71 MVA
3	236500 V	14.18 %	21660 V	41.56 MVA	40.81 MVA
4	233750 V	14.11 %	21790 V	41.16 MVA	40.96 MVA
5	231000 V	14.05 %	21940 V	40.81 MVA	41.14 MVA
6	228250 V	13.99 %	22080 V	40.53 MVA	41.37 MVA
7	225500 V	13.93 %	22240 V	40.33 MVA	41.67 MVA
8	222750 V	13.86 %	22390 V	40.20 MVA	42.03 MVA
9	220000 V	13.80 %	22550 V	40.18 MVA	42.45 MVA
10	217250 V	13.79 %	22710 V	40.35 MVA	42.87 MVA
11	214500 V	13.78 %	22880 V	40.64 MVA	43.38 MVA

12	211750 V	13.76 %	23040 V	41.03 MVA	43.98 MVA
13	209000 V	13.75 %	23220 V	41.60 MVA	44.68 MVA
14	206250 V	13.74 %	23400 V	42.31 MVA	45.46 MVA
15	203500 V	13.73 %	23580 V	43.19 MVA	46.38 MVA
16	200750 V	13.71 %	23770 V	44.29 MVA	47.40 MVA
17	198000 V	13.70 %	23970 V	45.48 MVA	48.58 MVA

Tabla 126: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21540 V	43.06 MVA	40.77 MVA
2	239250 V	14.24 %	21670 V	42.53 MVA	40.78 MVA
3	236500 V	14.18 %	21810 V	42.02 MVA	40.81 MVA
4	233750 V	14.11 %	21950 V	41.56 MVA	40.90 MVA
5	231000 V	14.05 %	22090 V	41.15 MVA	41.02 MVA
6	228250 V	13.99 %	22230 V	40.81 MVA	41.18 MVA
7	225500 V	13.93 %	22390 V	40.53 MVA	41.41 MVA
8	222750 V	13.86 %	22540 V	40.33 MVA	41.70 MVA
9	220000 V	13.80 %	22700 V	40.24 MVA	42.05 MVA
10	217250 V	13.79 %	22860 V	40.32 MVA	42.34 MVA
11	214500 V	13.78 %	23020 V	40.53 MVA	42.84 MVA
12	211750 V	13.76 %	23190 V	40.84 MVA	43.36 MVA
13	209000 V	13.75 %	23370 V	41.33 MVA	43.99 MVA
14	206250 V	13.74 %	23540 V	41.95 MVA	44.96 MVA
15	203500 V	13.73 %	23730 V	42.75 MVA	45.55 MVA
16	200750 V	13.71 %	23910 V	43.69 MVA	46.50 MVA
17	198000 V	13.70 %	24110 V	44.87 MVA	47.61 MVA

Tabla 127: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21700 V	43.67 MVA	40.98 MVA
2	239250 V	14.24 %	21830 V	43.09 MVA	40.93 MVA
3	236500 V	14.18 %	21960 V	42.53 MVA	40.90 MVA
4	233750 V	14.11 %	22100 V	42.02 MVA	40.93 MVA
5	231000 V	14.05 %	22240 V	41.54 MVA	40.98 MVA
6	228250 V	13.99 %	22380 V	41.14 MVA	41.08 MVA
7	225500 V	13.93 %	22530 V	40.79 MVA	41.24 MVA
8	222750 V	13.86 %	22680 V	40.52 MVA	41.46 MVA
9	220000 V	13.80 %	22840 V	40.35 MVA	41.74 MVA
10	217250 V	13.79 %	23000 V	40.35 MVA	42.01 MVA

11	214500 V	13.78 %	23170 V	40.47 MVA	42.37 MVA
12	211750 V	13.76 %	23330 V	40.70 MVA	42.82 MVA
13	209000 V	13.75 %	23510 V	41.09 MVA	43.37 MVA
14	206250 V	13.74 %	23680 V	41.63 MVA	44.00 MVA
15	203500 V	13.73 %	23870 V	42.35 MVA	44.77 MVA
16	200750 V	13.71 %	24050 V	43.21 MVA	45.66 MVA
17	198000 V	13.70 %	24250 V	44.31 MVA	46.69 MVA

Tabla 128: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	21860 V	44.37 MVA	41.31 MVA
2	239250 V	14.24 %	21990 V	43.75 MVA	41.19 MVA
3	236500 V	14.18 %	22120 V	43.13 MVA	41.11 MVA
4	233750 V	14.11 %	22260 V	42.56 MVA	41.07 MVA
5	231000 V	14.05 %	22400 V	42.02 MVA	41.05 MVA
6	228250 V	13.99 %	22540 V	41.56 MVA	41.08 MVA
7	225500 V	13.93 %	22690 V	41.14 MVA	41.15 MVA
8	222750 V	13.86 %	22840 V	40.78 MVA	41.30 MVA
9	220000 V	13.80 %	23000 V	40.53 MVA	41.50 MVA
10	217250 V	13.79 %	23160 V	40.45 MVA	41.68 MVA
11	214500 V	13.78 %	23320 V	40.48 MVA	41.96 MVA
12	211750 V	13.76 %	23490 V	40.61 MVA	42.33 MVA
13	209000 V	13.75 %	23660 V	40.91 MVA	42.79 MVA
14	206250 V	13.74 %	23840 V	41.35 MVA	43.34 MVA
15	203500 V	13.73 %	24020 V	41.97 MVA	44.02 MVA
16	200750 V	13.71 %	24210 V	42.74 MVA	44.83 MVA
17	198000 V	13.70 %	24400 V	43.74 MVA	45.77 MVA

Tabla 129: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22020 V	45.08 MVA	41.77 MVA
2	239250 V	14.24 %	22140 V	44.41 MVA	41.60 MVA
3	236500 V	14.18 %	22280 V	43.75 MVA	41.45 MVA
4	233750 V	14.11 %	22410 V	43.12 MVA	41.35 MVA
5	231000 V	14.05 %	22550 V	42.52 MVA	41.26 MVA
6	228250 V	13.99 %	22700 V	41.99 MVA	41.22 MVA
7	225500 V	13.93 %	22850 V	41.49 MVA	41.22 MVA
8	222750 V	13.86 %	22990 V	41.07 MVA	41.29 MVA
9	220000 V	13.80 %	23150 V	40.73 MVA	41.40 MVA

10	217250 V	13.79 %	23310 V	40.56 MVA	41.50 MVA
11	214500 V	13.78 %	23480 V	40.50 MVA	41.69 MVA
12	211750 V	13.76 %	23640 V	40.55 MVA	41.97 MVA
13	209000 V	13.75 %	23820 V	40.75 MVA	42.34 MVA
14	206250 V	13.74 %	23990 V	41.09 MVA	42.80 MVA
15	203500 V	13.73 %	24170 V	41.61 MVA	43.39 MVA
16	200750 V	13.71 %	24360 V	42.28 MVA	44.10 MVA
17	198000 V	13.70 %	24550 V	43.17 MVA	44.96 MVA

Tabla 130: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22190 V	45.89 MVA	42.37 MVA
2	239250 V	14.24 %	22310 V	45.18 MVA	42.15 MVA
3	236500 V	14.18 %	22450 V	44.47 MVA	41.93 MVA
4	233750 V	14.11 %	22580 V	43.78 MVA	41.76 MVA
5	231000 V	14.05 %	22720 V	43.12 MVA	41.60 MVA
6	228250 V	13.99 %	22860 V	42.52 MVA	41.48 MVA
7	225500 V	13.93 %	23010 V	41.96 MVA	41.40 MVA
8	222750 V	13.86 %	23160 V	41.45 MVA	41.39 MVA
9	220000 V	13.80 %	23310 V	41.02 MVA	41.41 MVA
10	217250 V	13.79 %	23470 V	40.76 MVA	41.43 MVA
11	214500 V	13.78 %	23640 V	40.60 MVA	41.52 MVA
12	211750 V	13.76 %	23800 V	40.55 MVA	41.70 MVA
13	209000 V	13.75 %	23980 V	40.64 MVA	41.97 MVA
14	206250 V	13.74 %	24150 V	40.87 MVA	42.33 MVA
15	203500 V	13.73 %	24330 V	41.28 MVA	42.82 MVA
16	200750 V	13.71 %	24520 V	41.84 MVA	43.43 MVA
17	198000 V	13.70 %	24710 V	42.63 MVA	44.18 MVA

Tabla 131: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22350 V	46.78 MVA	43.09 MVA
2	239250 V	14.24 %	22480 V	46.02 MVA	42.80 MVA
3	236500 V	14.18 %	22610 V	45.25 MVA	42.52 MVA
4	233750 V	14.11 %	22740 V	44.51 MVA	42.29 MVA
5	231000 V	14.05 %	22880 V	43.79 MVA	42.06 MVA
6	228250 V	13.99 %	23020 V	43.13 MVA	41.87 MVA
7	225500 V	13.93 %	23170 V	42.49 MVA	41.70 MVA
8	222750 V	13.86 %	23320 V	41.91 MVA	41.61 MVA

9	220000 V	13.80 %	23480 V	41.39 MVA	41.54 MVA
10	217250 V	13.79 %	23630 V	41.05 MVA	41.48 MVA
11	214500 V	13.78 %	23800 V	40.79 MVA	41.46 MVA
12	211750 V	13.76 %	23960 V	40.63 MVA	41.55 MVA
13	209000 V	13.75 %	24140 V	40.61 MVA	41.71 MVA
14	206250 V	13.74 %	24310 V	40.74 MVA	41.97 MVA
15	203500 V	13.73 %	24490 V	41.03 MVA	42.34 MVA
16	200750 V	13.71 %	24680 V	41.48 MVA	42.85 MVA
17	198000 V	13.70 %	24870 V	42.15 MVA	43.49 MVA

Tabla 132: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22530 V	47.78 MVA	43.97 MVA
2	239250 V	14.24 %	22660 V	46.98 MVA	43.63 MVA
3	236500 V	14.18 %	22790 V	46.16 MVA	43.28 MVA
4	233750 V	14.11 %	22920 V	45.37 MVA	42.98 MVA
5	231000 V	14.05 %	23060 V	44.59 MVA	42.67 MVA
6	228250 V	13.99 %	23200 V	43.86 MVA	42.41 MVA
7	225500 V	13.93 %	23350 V	43.14 MVA	42.16 MVA
8	222750 V	13.86 %	23490 V	42.48 MVA	41.98 MVA
9	220000 V	13.80 %	23650 V	41.88 MVA	41.82 MVA
10	217250 V	13.79 %	23800 V	41.44 MVA	41.65 MVA
11	214500 V	13.78 %	23970 V	41.07 MVA	41.53 MVA
12	211750 V	13.76 %	24130 V	40.81 MVA	41.51 MVA
13	209000 V	13.75 %	24310 V	40.68 MVA	41.56 MVA
14	206250 V	13.74 %	24480 V	40.68 MVA	41.71 MVA
15	203500 V	13.73 %	24660 V	40.85 MVA	41.96 MVA
16	200750 V	13.71 %	24840 V	41.17 MVA	42.35 MVA
17	198000 V	13.70 %	25040 V	41.71 MVA	42.87 MVA

Tabla 133: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22710 V	48.84 MVA	44.96 MVA
2	239250 V	14.24 %	22830 V	47.94 MVA	44.66 MVA
3	236500 V	14.18 %	22960 V	47.06 MVA	44.27 MVA
4	233750 V	14.11 %	23090 V	46.23 MVA	43.89 MVA
5	231000 V	14.05 %	23230 V	45.39 MVA	43.51 MVA
6	228250 V	13.99 %	23370 V	44.59 MVA	43.17 MVA
7	225500 V	13.93 %	23520 V	43.79 MVA	42.86 MVA

8	222750 V	13.86 %	23660 V	43.07 MVA	42.58 MVA
9	220000 V	13.80 %	23820 V	42.46 MVA	42.23 MVA
10	217250 V	13.79 %	23970 V	41.92 MVA	41.97 MVA
11	214500 V	13.78 %	24140 V	41.45 MVA	41.75 MVA
12	211750 V	13.76 %	24300 V	41.08 MVA	41.62 MVA
13	209000 V	13.75 %	24480 V	40.83 MVA	41.56 MVA
14	206250 V	13.74 %	24650 V	40.72 MVA	41.58 MVA
15	203500 V	13.73 %	24830 V	40.76 MVA	41.72 MVA
16	200750 V	13.71 %	25010 V	40.96 MVA	41.98 MVA
17	198000 V	13.70 %	25210 V	41.37 MVA	42.37 MVA

Tabla 134: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	22890 V	50.06 MVA	46.15 MVA
2	239250 V	14.24 %	23020 V	49.17 MVA	45.96 MVA
3	236500 V	14.18 %	23150 V	48.26 MVA	45.23 MVA
4	233750 V	14.11 %	23280 V	47.37 MVA	44.79 MVA
5	231000 V	14.05 %	23420 V	46.47 MVA	44.35 MVA
6	228250 V	13.99 %	23550 V	45.61 MVA	43.94 MVA
7	225500 V	13.93 %	23700 V	44.76 MVA	43.53 MVA
8	222750 V	13.86 %	23850 V	43.95 MVA	43.18 MVA
9	220000 V	13.80 %	24000 V	43.17 MVA	42.83 MVA
10	217250 V	13.79 %	24150 V	42.54 MVA	42.46 MVA
11	214500 V	13.78 %	24320 V	41.96 MVA	42.13 MVA
12	211750 V	13.76 %	24480 V	41.48 MVA	41.89 MVA
13	209000 V	13.75 %	24660 V	41.11 MVA	41.71 MVA
14	206250 V	13.74 %	24830 V	40.87 MVA	41.61 MVA
15	203500 V	13.73 %	25010 V	40.78 MVA	41.61 MVA
16	200750 V	13.71 %	25190 V	40.83 MVA	41.73 MVA
17	198000 V	13.70 %	25380 V	41.09 MVA	41.98 MVA

Tabla 135: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	23080 V	51.35 MVA	47.46 MVA
2	239250 V	14.24 %	23200 V	50.42 MVA	46.95 MVA
3	236500 V	14.18 %	23330 V	49.46 MVA	46.43 MVA
4	233750 V	14.11 %	23460 V	48.52 MVA	45.94 MVA
5	231000 V	14.05 %	23600 V	47.57 MVA	45.43 MVA
6	228250 V	13.99 %	23740 V	46.66 MVA	44.94 MVA

7	225500 V	13.93 %	23880 V	45.73 MVA	44.45 MVA
8	222750 V	13.86 %	24030 V	44.85 MVA	44.02 MVA
9	220000 V	13.80 %	24180 V	43.99 MVA	43.58 MVA
10	217250 V	13.79 %	24330 V	43.26 MVA	43.11 MVA
11	214500 V	13.78 %	24500 V	42.59 MVA	42.68 MVA
12	211750 V	13.76 %	24660 V	41.99 MVA	42.33 MVA
13	209000 V	13.75 %	24830 V	41.50 MVA	42.02 MVA
14	206250 V	13.74 %	25010 V	41.14 MVA	41.79 MVA
15	203500 V	13.73 %	25190 V	40.90 MVA	41.66 MVA
16	200750 V	13.71 %	25370 V	40.82 MVA	41.65 MVA
17	198000 V	13.70 %	25560 V	40.93 MVA	41.75 MVA

Tabla 136: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.30 %	23280 V	52.79 MVA	48.99 MVA
2	239250 V	14.24 %	23400 V	51.83 MVA	48.43 MVA
3	236500 V	14.18 %	23530 V	50.83 MVA	47.85 MVA
4	233750 V	14.11 %	23660 V	49.84 MVA	47.30 MVA
5	231000 V	14.05 %	23790 V	48.84 MVA	46.72 MVA
6	228250 V	13.99 %	23930 V	47.86 MVA	46.16 MVA
7	225500 V	13.93 %	24070 V	46.87 MVA	45.59 MVA
8	222750 V	13.86 %	24220 V	45.91 MVA	45.08 MVA
9	220000 V	13.80 %	24370 V	44.97 MVA	44.55 MVA
10	217250 V	13.79 %	24530 V	44.15 MVA	43.98 MVA
11	214500 V	13.78 %	24690 V	43.37 MVA	43.44 MVA
12	211750 V	13.76 %	24850 V	42.66 MVA	42.97 MVA
13	209000 V	13.75 %	25020 V	42.04 MVA	42.54 MVA
14	206250 V	13.74 %	25190 V	41.55 MVA	42.18 MVA
15	203500 V	13.73 %	25380 V	41.17 MVA	41.90 MVA
16	200750 V	13.71 %	25560 V	40.93 MVA	41.74 MVA
17	198000 V	13.70 %	25750 V	40.88 MVA	41.68 MVA

Tabla 137: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

B.4.2. CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE DEL CAMBIO DE TRANSFORMADORES ENTRE LA ES-COV Y LA ES-CYO

Para la carga de 60.35 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE (A)		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO

2	15	43,4	410,9	39,45%	39,28%
	16	51,2	484	46,55%	46,27%
3	15	38,9	365,6	35,36%	34,95%
	16	46,4	435,5	42,18%	41,63%
4	14	27,8	258,5	25,27%	24,71%
	15	34,5	321,4	31,36%	30,73%
	16	41,8	388,6	38,00%	37,15%
	17	50,1	465,3	45,55%	44,48%
5	13	18,3	166,4	16,64%	15,91%
	14	23,6	216,6	21,45%	20,71%
	15	29,5	276	26,82%	26,39%
	16	36,9	341,1	33,55%	32,61%
	17	45	413,8	40,91%	39,56%
6	12	10,5	92,3	9,55%	8,82%
	13	14,9	132,6	13,55%	12,68%
	14	19,7	178,9	17,91%	17,10%
	15	25,7	233,6	23,36%	22,33%
	16	32,3	295,3	29,36%	28,23%
	17	40	364,9	36,36%	34,89%
7	11	4,8	36,4	4,36%	3,48%
	12	7,7	64,3	7,00%	6,15%
	13	11,4	94,7	10,36%	9,05%
	14	15,8	141,7	14,36%	13,55%
	15	21,4	192	19,45%	18,36%
	16	27,5	248,8	25,00%	23,79%
	17	34,9	315,7	31,73%	30,18%
8	10	1,2	2,7	1,09%	0,26%
	11	2,8	18,9	2,55%	1,81%
	12	5,2	40,7	4,73%	3,89%
	13	8,4	71	7,64%	6,79%
	14	12,4	108,2	11,27%	10,34%
	15	17,3	154	15,73%	14,72%
	16	23	206,5	20,91%	19,74%
9	9	0	8,6	0,00%	0,82%
	10	0,3	5,3	0,27%	0,51%
	11	1,3	4	1,18%	0,38%
	12	3,1	20,1	2,82%	1,92%
	13	5,6	44,8	5,09%	4,28%
	14	8,9	76,5	8,09%	7,31%
	15	13,3	116,9	12,09%	11,18%
10	9	0,2	5,1	0,18%	0,49%
	10	0	8,5	0,00%	0,81%

	11	0,3	4,2	0,27%	0,40%
	12	1,4	6,1	1,27%	0,58%
	13	3,3	23,6	3,00%	2,26%
	14	6	49,5	5,45%	4,73%
	15	9,9	83,2	9,00%	7,95%
11	7	4,8	37,2	4,36%	3,56%
	8	2,9	18,6	2,64%	1,78%
	9	1,2	4,5	1,09%	0,43%
	10	0,4	4,9	0,36%	0,47%
	11	0	6,9	0,00%	0,66%
	12	0,4	3,2	0,36%	0,31%
	13	1,5	7,6	1,36%	0,73%
	14	3,6	29,1	3,27%	2,78%
12	6	10,5	92,2	9,55%	8,81%
	7	7,6	64,1	6,91%	6,13%
	8	5,2	40,5	4,73%	3,87%
	9	2,9	20,8	2,64%	1,99%
	10	1,4	5,5	1,27%	0,53%
	11	0,3	4	0,27%	0,38%
	12	0	6,7	0,00%	0,64%
	13	0,4	2,7	0,36%	0,26%
13	5	18,3	166,4	16,64%	15,91%
	6	14,8	132,7	13,45%	12,69%
	7	11,3	99,8	10,27%	9,54%
	8	8,4	71,1	7,64%	6,80%
	9	5,6	44,7	5,09%	4,27%
	10	3,3	24,2	3,00%	2,31%
	11	1,5	7	1,36%	0,67%
	12	0,4	2,5	0,36%	0,24%
14	4	27,7	257,2	25,18%	24,59%
	5	23,6	216,7	21,45%	20,72%
	6	19,6	178,1	17,82%	17,03%
	7	15,8	140,8	14,36%	13,46%
	8	12,4	107,5	11,27%	10,28%
	9	9	76,6	8,18%	7,32%
	10	6,1	49,5	5,55%	4,73%
	11	3,5	25,7	3,18%	2,46%
15	2	43,3	408,9	39,36%	39,09%
	3	38,7	363	35,18%	34,70%
	4	34,5	320,3	31,36%	30,62%
	5	27	275,3	24,55%	26,32%
	6	25,7	234,1	23,36%	22,38%

	7	21,4	191,6	19,45%	18,32%
	8	17,4	153,6	15,82%	14,68%
	9	13,3	116,4	12,09%	11,13%
	10	9,9	83,4	9,00%	7,97%
16	2	51	482,4	46,36%	46,12%
	3	46,3	433,7	42,09%	41,46%
	4	41,7	387,5	37,91%	37,05%
	5	36,9	339,4	33,55%	32,45%
	6	32,3	294,9	29,36%	28,19%
	7	27,5	248,5	25,00%	23,76%
	8	23	206,3	20,91%	19,72%
	9	18,6	164,3	16,91%	15,71%
17	3	54,9	512,7	49,91%	49,02%
	4	50,1	464,3	45,55%	44,39%
	5	45	413,4	40,91%	39,52%
	6	40	364,7	36,36%	34,87%
	7	34,9	315,7	31,73%	30,18%

Tabla 138: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.

Para la carga de 82,37 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE (A)		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
9	9	0	9	0,00%	0,86%
10	9	0,2	6	0,18%	0,57%
	10	0,1	7	0,09%	0,67%
11	8	2	11	1,82%	1,05%
	9	1,2	7	1,09%	0,67%
	10	0,9	1	0,82%	0,10%
	11	0,3	4	0,27%	0,38%
12	9	2,3	14	2,09%	1,34%
	10	1	4	0,91%	0,38%
	11	0,3	2,5	0,27%	0,24%
	12	0	1	0,00%	0,10%
13	10	2,4	17	2,18%	1,63%
	11	1,2	5,3	1,09%	0,51%
	12	0,3	1,5	0,27%	0,14%

Tabla 139: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 82.39 MVA.

B.4.3. FLUJO DE CARGA Y TENSIÓN EN BARRA DE 23KV DEL CAMBIO DE TRANSFORMADORES ENTRE LA ES-COV Y LA ES-SES

La repartición de carga en la condición de paralelismo con una carga de 60,35 MVA que según la proyección es la carga límite para el 2023, quedaría de la siguiente forma:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	20770 V	26.64 MVA	30.24 MVA
2	239250 V	14.19 %	20900 V	29.48 MVA	30.45 MVA
3	236500 V	14.15 %	21040 V	29.39 MVA	30.76 MVA
4	233750 V	14.11 %	21170 V	29.39 MVA	31.11 MVA
5	231000 V	14.07 %	21310 V	29.48 MVA	31.54 MVA
6	228250 V	14.03 %	21460 V	29.67 MVA	32.04 MVA
7	225500 V	13.99 %	21610 V	29.99 MVA	32.64 MVA
8	222750 V	13.95 %	21750 V	30.41 MVA	33.30 MVA
9	220000 V	13.91 %	21910 V	30.98 MVA	34.09 MVA
10	217250 V	13.91 %	22070 V	31.69 MVA	34.90 MVA
11	214500 V	13.90 %	22230 V	32.57 MVA	35.86 MVA
12	211750 V	13.90 %	22390 V	33.57 MVA	36.88 MVA
13	209000 V	13.89 %	22570 V	34.75 MVA	38.06 MVA
14	206250 V	13.89 %	22740 V	36.05 MVA	39.31 MVA
15	203500 V	13.88 %	22920 V	37.55 MVA	40.73 MVA
16	200750 V	13.87 %	23100 V	39.16 MVA	42.24 MVA
17	198000 V	13.86 %	23300 V	40.99 MVA	43.94 MVA

Tabla 140: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	20900 V	29.87 MVA	30.08 MVA
2	239250 V	14.19 %	21030 V	29.65 MVA	30.24 MVA
3	236500 V	14.15 %	21160 V	29.50 MVA	30.47 MVA
4	233750 V	14.11 %	21300 V	29.43 MVA	30.76 MVA
5	231000 V	14.07 %	21440 V	29.45 MVA	31.13 MVA
6	228250 V	14.03 %	21580 V	29.57 MVA	31.56 MVA
7	225500 V	13.99 %	21730 V	29.80 MVA	32.09 MVA
8	222750 V	13.95 %	21880 V	30.15 MVA	32.70 MVA
9	220000 V	13.91 %	22030 V	30.65 MVA	33.43 MVA
10	217250 V	13.91 %	22190 V	31.29 MVA	34.18 MVA

11	214500 V	13.90 %	22350 V	32.09 MVA	35.08 MVA
12	211750 V	13.90 %	22510 V	33.03 MVA	36.05 MVA
13	209000 V	13.89 %	22690 V	34.15 MVA	37.18 MVA
14	206250 V	13.89 %	22860 V	35.39 MVA	38.38 MVA
15	203500 V	13.88 %	23040 V	36.83 MVA	39.77 MVA
16	200750 V	13.87 %	23220 V	38.39 MVA	41.24 MVA
17	198000 V	13.86 %	23410 V	40.18 MVA	42.89 MVA

Tabla 141: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21030 V	30.18 MVA	29.98 MVA
2	239250 V	14.19 %	21150 V	29.91 MVA	30.07 MVA
3	236500 V	14.15 %	21300 V	29.66 MVA	30.25 MVA
4	233750 V	14.11 %	21430 V	29.53 MVA	30.45 MVA
5	231000 V	14.07 %	21570 V	29.47 MVA	30.75 MVA
6	228250 V	14.03 %	21710 V	29.51 MVA	31.12 MVA
7	225500 V	13.99 %	21860 V	29.66 MVA	31.58 MVA
8	222750 V	13.95 %	22010 V	29.93 MVA	32.12 MVA
9	220000 V	13.91 %	22160 V	30.34 MVA	32.78 MVA
10	217250 V	13.91 %	22320 V	30.90 MVA	33.47 MVA
11	214500 V	13.90 %	22480 V	31.63 MVA	34.30 MVA
12	211750 V	13.90 %	22640 V	32.49 MVA	35.21 MVA
13	209000 V	13.89 %	22810 V	33.53 MVA	36.28 MVA
14	206250 V	13.89 %	22980 V	34.71 MVA	37.43 MVA
15	203500 V	13.88 %	23150 V	35.93 MVA	38.61 MVA
16	200750 V	13.87 %	23350 V	37.59 MVA	40.19 MVA
17	198000 V	13.86 %	23540 V	39.33 MVA	41.79 MVA

Tabla 142: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21160 V	30.54 MVA	29.96 MVA
2	239250 V	14.19 %	21290 V	30.19 MVA	29.99 MVA
3	236500 V	14.15 %	21420 V	29.89 MVA	30.08 MVA
4	233750 V	14.11 %	21560 V	29.68 MVA	30.23 MVA
5	231000 V	14.07 %	21700 V	29.55 MVA	30.46 MVA
6	228250 V	14.03 %	21840 V	29.51 MVA	30.75 MVA
7	225500 V	13.99 %	21990 V	29.57 MVA	31.14 MVA
8	222750 V	13.95 %	22130 V	29.76 MVA	31.60 MVA
9	220000 V	13.91 %	22290 V	30.08 MVA	32.19 MVA

10	217250 V	13.91 %	22440 V	30.57 MVA	32.81 MVA
11	214500 V	13.90 %	22610 V	31.21 MVA	33.57 MVA
12	211750 V	13.90 %	22770 V	31.99 MVA	34.42 MVA
13	209000 V	13.89 %	22940 V	32.96 MVA	35.43 MVA
14	206250 V	13.89 %	23110 V	34.06 MVA	36.52 MVA
15	203500 V	13.88 %	23290 V	35.37 MVA	37.79 MVA
16	200750 V	13.87 %	23470 V	36.82 MVA	39.16 MVA
17	198000 V	13.86 %	23660 V	38.49 MVA	40.73 MVA

Tabla 143: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21300 V	30.98 MVA	30.05 MVA
2	239250 V	14.19 %	21430 V	30.57 MVA	30.01 MVA
3	236500 V	14.15 %	21560 V	30.19 MVA	30.02 MVA
4	233750 V	14.11 %	21700 V	29.91 MVA	30.09 MVA
5	231000 V	14.07 %	21840 V	29.69 MVA	30.24 MVA
6	228250 V	14.03 %	21980 V	29.57 MVA	30.45 MVA
7	225500 V	13.99 %	22120 V	29.54 MVA	30.76 MVA
8	222750 V	13.95 %	22270 V	29.63 MVA	31.14 MVA
9	220000 V	13.91 %	22430 V	29.86 MVA	31.64 MVA
10	217250 V	13.91 %	22580 V	30.25 MVA	32.18 MVA
11	214500 V	13.90 %	22740 V	30.80 MVA	32.87 MVA
12	211750 V	13.90 %	22900 V	31.49 MVA	33.64 MVA
13	209000 V	13.89 %	23070 V	32.37 MVA	34.57 MVA
14	206250 V	13.89 %	23240 V	33.39 MVA	35.59 MVA
15	203500 V	13.88 %	23420 V	34.63 MVA	36.80 MVA
16	200750 V	13.87 %	23600 V	36.00 MVA	38.11 MVA
17	198000 V	13.86 %	23790 V	37.61 MVA	39.62 MVA

Tabla 144: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21440 V	31.49 MVA	30.22 MVA
2	239250 V	14.19 %	21570 V	31.02 MVA	30.11 MVA
3	236500 V	14.15 %	21700 V	30.58 MVA	30.05 MVA
4	233750 V	14.11 %	21830 V	30.22 MVA	30.04 MVA
5	231000 V	14.07 %	21970 V	29.91 MVA	30.10 MVA
6	228250 V	14.03 %	22110 V	29.71 MVA	30.24 MVA
7	225500 V	13.99 %	22260 V	29.59 MVA	30.45 MVA
8	222750 V	13.95 %	22400 V	29.59 MVA	30.75 MVA

9	220000 V	13.91 %	22560 V	29.72 MVA	31.16 MVA
10	217250 V	13.91 %	22710 V	30.02 MVA	31.62 MVA
11	214500 V	13.90 %	22880 V	30.47 MVA	32.22 MVA
12	211750 V	13.90 %	23040 V	31.07 MVA	32.91 MVA
13	209000 V	13.89 %	23210 V	31.85 MVA	33.77 MVA
14	206250 V	13.89 %	23380 V	32.79 MVA	34.72 MVA
15	203500 V	13.88 %	23560 V	33.94 MVA	35.85 MVA
16	200750 V	13.87 %	23740 V	35.24 MVA	37.09 MVA
17	198000 V	13.86 %	23930 V	36.78 MVA	38.54 MVA

Tabla 145: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21590 V	32.11 MVA	30.52 MVA
2	239250 V	14.19 %	21720 V	31.57 MVA	30.33 MVA
3	236500 V	14.15 %	21850 V	31.06 MVA	30.18 MVA
4	233750 V	14.11 %	21980 V	30.62 MVA	30.09 MVA
5	231000 V	14.07 %	22120 V	30.23 MVA	30.07 MVA
6	228250 V	14.03 %	22260 V	29.94 MVA	30.11 MVA
7	225500 V	13.99 %	22400 V	29.72 MVA	30.23 MVA
8	222750 V	13.95 %	22550 V	29.63 MVA	30.44 MVA
9	220000 V	13.91 %	22700 V	29.65 MVA	30.75 MVA
10	217250 V	13.91 %	22860 V	29.84 MVA	31.12 MVA
11	214500 V	13.90 %	23020 V	30.18 MVA	31.62 MVA
12	211750 V	13.90 %	23180 V	30.68 MVA	32.22 MVA
13	209000 V	13.89 %	23550 V	31.36 MVA	32.98 MVA
14	206250 V	13.89 %	23520 V	32.20 MVA	33.84 MVA
15	203500 V	13.88 %	23700 V	33.25 MVA	34.89 MVA
16	200750 V	13.87 %	23880 V	34.46 MVA	36.07 MVA
17	198000 V	13.86 %	24060 V	35.92 MVA	37.43 MVA

Tabla 146: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21740 V	32.79 MVA	30.92 MVA
2	239250 V	14.19 %	21860 V	32.19 MVA	30.66 MVA
3	236500 V	14.15 %	21990 V	31.63 MVA	30.43 MVA
4	233750 V	14.11 %	22120 V	31.09 MVA	30.26 MVA
5	231000 V	14.07 %	22260 V	30.63 MVA	30.15 MVA
6	228250 V	14.03 %	22400 V	30.25 MVA	30.09 MVA
7	225500 V	13.99 %	22550 V	29.94 MVA	30.12 MVA

8	222750 V	13.95 %	22690 V	29.75 MVA	30.23 MVA
9	220000 V	13.91 %	22840 V	29.66 MVA	30.44 MVA
10	217250 V	13.91 %	23000 V	29.75 MVA	30.71 MVA
11	214500 V	13.90 %	23160 V	29.98 MVA	31.11 MVA
12	211750 V	13.90 %	23320 V	30.37 MVA	31.61 MVA
13	209000 V	13.89 %	23490 V	30.93 MVA	32.27 MVA
14	206250 V	13.89 %	23660 V	31.67 MVA	33.04 MVA
15	203500 V	13.88 %	23840 V	32.62 MVA	34.00 MVA
16	200750 V	13.87 %	24010 V	33.74 MVA	35.09 MVA
17	198000 V	13.86 %	24200 V	35.09 MVA	36.37 MVA

Tabla 147: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21890 V	33.60 MVA	31.47 MVA
2	239250 V	14.19 %	22020 V	32.94 MVA	31.14 MVA
3	236500 V	14.15 %	22150 V	32.29 MVA	30.83 MVA
4	233750 V	14.11 %	22280 V	31.69 MVA	30.57 MVA
5	231000 V	14.07 %	22420 V	31.14 MVA	30.36 MVA
6	228250 V	14.03 %	22550 V	30.67 MVA	30.21 MVA
7	225500 V	13.99 %	22700 V	30.27 MVA	30.13 MVA
8	222750 V	13.95 %	22840 V	29.96 MVA	30.14 MVA
9	220000 V	13.91 %	23000 V	29.76 MVA	30.24 MVA
10	217250 V	13.91 %	23150 V	29.74 MVA	30.39 MVA
11	214500 V	13.90 %	23310 V	29.84 MVA	30.67 MVA
12	211750 V	13.90 %	23470 V	30.11 MVA	31.06 MVA
13	209000 V	13.89 %	23640 V	30.56 MVA	31.61 MVA
14	206250 V	13.89 %	23810 V	31.18 MVA	32.28 MVA
15	203500 V	13.88 %	23980 V	32.01 MVA	33.13 MVA
16	200750 V	13.87 %	24160 V	33.01 MVA	34.12 MVA
17	198000 V	13.86 %	24350 V	34.37 MVA	35.31 MVA

Tabla 148: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22050 V	34.45 MVA	32.17 MVA
2	239250 V	14.19 %	22170 V	33.73 MVA	31.76 MVA
3	236500 V	14.15 %	22300 V	33.01 MVA	31.37 MVA
4	233750 V	14.11 %	22430 V	32.35 MVA	31.03 MVA
5	231000 V	14.07 %	22570 V	31.72 MVA	30.73 MVA
6	228250 V	14.03 %	22700 V	31.16 MVA	30.49 MVA

7	225500 V	13.99 %	22850 V	30.66 MVA	30.30 MVA
8	222750 V	13.95 %	22990 V	30.25 MVA	30.20 MVA
9	220000 V	13.91 %	23140 V	29.94 MVA	30.19 MVA
10	217250 V	13.91 %	23300 V	29.79 MVA	30.23 MVA
11	214500 V	13.90 %	23460 V	29.78 MVA	30.39 MVA
12	211750 V	13.90 %	23620 V	29.92 MVA	30.66 MVA
13	209000 V	13.89 %	23790 V	30.24 MVA	31.09 MVA
14	206250 V	13.89 %	23950 V	30.73 MVA	31.63 MVA
15	203500 V	13.88 %	24130 V	31.44 MVA	32.37 MVA
16	200750 V	13.87 %	24310 V	32.33 MVA	32.25 MVA
17	198000 V	13.86 %	24500 V	33.47 MVA	34.33 MVA

Tabla 149: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22210 V	35.43 MVA	33.02 MVA
2	239250 V	14.19 %	22330 V	34.65 MVA	32.55 MVA
3	236500 V	14.15 %	22460 V	33.87 MVA	32.08 MVA
4	233750 V	14.11 %	22590 V	33.14 MVA	31.65 MVA
5	231000 V	14.07 %	22730 V	32.42 MVA	31.26 MVA
6	228250 V	14.03 %	22860 V	31.78 MVA	30.92 MVA
7	225500 V	13.99 %	23010 V	31.18 MVA	30.63 MVA
8	222750 V	13.95 %	23150 V	30.67 MVA	30.42 MVA
9	220000 V	13.91 %	23300 V	30.24 MVA	30.28 MVA
10	217250 V	13.91 %	23460 V	29.97 MVA	30.19 MVA
11	214500 V	13.90 %	23620 V	29.82 MVA	30.23 MVA
12	211750 V	13.90 %	23780 V	29.83 MVA	30.37 MVA
13	209000 V	13.89 %	23940 V	30.00 MVA	30.66 MVA
14	206250 V	13.89 %	24110 V	30.36 MVA	31.07 MVA
15	203500 V	13.88 %	24290 V	30.92 MVA	31.67 MVA
16	200750 V	13.87 %	24470 V	31.68 MVA	32.42 MVA
17	198000 V	13.86 %	24650 V	32.69 MVA	33.38 MVA

Tabla 150: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22370 V	36.49 MVA	34.00 MVA
2	239250 V	14.19 %	22490 V	35.66 MVA	33.46 MVA
3	236500 V	14.15 %	22620 V	34.82 MVA	32.91 MVA
4	233750 V	14.11 %	22750 V	34.02 MVA	32.41 MVA
5	231000 V	14.07 %	22890 V	33.23 MVA	31.92 MVA

6	228250 V	14.03 %	23020 V	32.50 MVA	31.49 MVA
7	225500 V	13.99 %	23170 V	31.81 MVA	31.10 MVA
8	222750 V	13.95 %	23310 V	31.19 MVA	30.78 MVA
9	220000 V	13.91 %	23460 V	30.65 MVA	30.52 MVA
10	217250 V	13.91 %	23610 V	30.27 MVA	30.32 MVA
11	214500 V	13.90 %	23770 V	29.98 MVA	30.22 MVA
12	211750 V	13.90 %	23930 V	29.86 MVA	30.22 MVA
13	209000 V	13.89 %	24100 V	29.88 MVA	30.37 MVA
14	206250 V	13.89 %	24270 V	30.09 MVA	30.65 MVA
15	203500 V	13.88 %	24450 V	30.51 MVA	31.10 MVA
16	200750 V	13.87 %	24620 V	31.12 MVA	31.71 MVA
17	198000 V	13.86 %	24810 V	31.99 MVA	32.53 MVA

Tabla 151: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22540 V	37.71 MVA	35.17 MVA
2	239250 V	14.19 %	22660 V	36.82 MVA	34.56 MVA
3	236500 V	14.15 %	22790 V	35.92 MVA	33.94 MVA
4	233750 V	14.11 %	22920 V	35.06 MVA	33.36 MVA
5	231000 V	14.07 %	23060 V	34.19 MVA	32.79 MVA
6	228250 V	14.03 %	23190 V	33.38 MVA	32.26 MVA
7	225500 V	13.99 %	23330 V	32.59 MVA	31.76 MVA
8	222750 V	13.95 %	23480 V	31.88 MVA	31.33 MVA
9	220000 V	13.91 %	23630 V	31.22 MVA	30.95 MVA
10	217250 V	13.91 %	23780 V	30.71 MVA	30.62 MVA
11	214500 V	13.90 %	23940 V	30.29 MVA	30.37 MVA
12	211750 V	13.90 %	24100 V	30.02 MVA	30.23 MVA
13	209000 V	13.89 %	24270 V	29.88 MVA	30.23 MVA
14	206250 V	13.89 %	24430 V	29.94 MVA	30.35 MVA
15	203500 V	13.88 %	24610 V	30.19 MVA	30.64 MVA
16	200750 V	13.87 %	24790 V	30.64 MVA	31.10 MVA
17	198000 V	13.86 %	24980 V	31.35 MVA	31.76 MVA

Tabla 152: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22710 V	39.00 MVA	36.45 MVA
2	239250 V	14.19 %	22830 V	38.07 MVA	35.78 MVA
3	236500 V	14.15 %	22960 V	37.11 MVA	35.09 MVA
4	233750 V	14.11 %	23090 V	36.19 MVA	34.45 MVA

5	231000 V	14.07 %	23220 V	35.25 MVA	33.79 MVA
6	228250 V	14.03 %	23360 V	34.37 MVA	33.17 MVA
7	225500 V	13.99 %	23500 V	33.49 MVA	32.58 MVA
8	222750 V	13.95 %	23640 V	32.69 MVA	32.05 MVA
9	220000 V	13.91 %	23800 V	31.92 MVA	31.55 MVA
10	217250 V	13.91 %	23950 V	31.29 MVA	31.09 MVA
11	214500 V	13.90 %	24110 V	30.73 MVA	30.71 MVA
12	211750 V	13.90 %	24260 V	30.32 MVA	30.42 MVA
13	209000 V	13.89 %	24450 V	30.03 MVA	30.26 MVA
14	206250 V	13.89 %	24590 V	29.92 MVA	30.22 MVA
15	203500 V	13.88 %	24780 V	29.99 MVA	30.33 MVA
16	200750 V	13.87 %	24950 V	30.28 MVA	30.64 MVA
17	198000 V	13.86 %	25140 V	30.82 MVA	31.13 MVA

Tabla 153: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22890 V	40.46 MVA	37.94 MVA
2	239250 V	14.19 %	23010 V	39.49 MVA	37.22 MVA
3	236500 V	14.15 %	23140 V	38.48 MVA	36.47 MVA
4	233750 V	14.11 %	23270 V	37.49 MVA	35.75 MVA
5	231000 V	14.07 %	23400 V	36.49 MVA	35.01 MVA
6	228250 V	14.03 %	23540 V	35.54 MVA	34.32 MVA
7	225500 V	13.99 %	23680 V	34.57 MVA	33.62 MVA
8	222750 V	13.95 %	23820 V	33.67 MVA	32.98 MVA
9	220000 V	13.91 %	23970 V	32.79 MVA	32.36 MVA
10	217250 V	13.91 %	24120 V	32.04 MVA	31.78 MVA
11	214500 V	13.90 %	24280 V	31.35 MVA	31.25 MVA
12	211750 V	13.90 %	24440 V	30.79 MVA	30.82 MVA
13	209000 V	13.89 %	24610 V	30.34 MVA	30.49 MVA
14	206250 V	13.89 %	24780 V	30.06 MVA	30.29 MVA
15	203500 V	13.88 %	24950 V	29.95 MVA	30.23 MVA
16	200750 V	13.87 %	25130 V	30.05 MVA	30.34 MVA
17	198000 V	13.86 %	25320 V	30.39 MVA	30.64 MVA

Tabla 154: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	23070 V	42.01 MVA	39.55 MVA
2	239250 V	14.19 %	23190 V	40.99 MVA	38.77 MVA
3	236500 V	14.15 %	23320 V	39.93 MVA	37.96 MVA

4	233750 V	14.11 %	23450 V	38.90 MVA	31.18 MVA
5	231000 V	14.07 %	23580 V	37.84 MVA	36.37 MVA
6	228250 V	14.03 %	23710 V	36.81 MVA	35.60 MVA
7	225500 V	13.99 %	23860 V	35.77 MVA	34.82 MVA
8	222750 V	13.95 %	24000 V	34.79 MVA	34.09 MVA
9	220000 V	13.91 %	24150 V	33.81 MVA	33.36 MVA
10	217250 V	13.91 %	24300 V	32.94 MVA	32.65 MVA
11	214500 V	13.90 %	24460 V	32.12 MVA	31.99 MVA
12	211750 V	13.90 %	24620 V	31.42 MVA	31.42 MVA
13	209000 V	13.89 %	24780 V	30.81 MVA	30.93 MVA
14	206250 V	13.89 %	24950 V	30.37 MVA	30.56 MVA
15	203500 V	13.88 %	25130 V	30.07 MVA	30.32 MVA
16	200750 V	13.87 %	25300 V	29.99 MVA	30.25 MVA
17	198000 V	13.86 %	25490 V	30.13 MVA	30.35 MVA

Tabla 155: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	23260 V	43.74 MVA	41.38 MVA
2	239250 V	14.19 %	23380 V	42.69 MVA	40.56 MVA
3	236500 V	14.15 %	23510 V	41.58 MVA	39.69 MVA
4	233750 V	14.11 %	23640 V	40.50 MVA	38.85 MVA
5	231000 V	14.07 %	23770 V	39.38 MVA	37.98 MVA
6	228250 V	14.03 %	23900 V	38.29 MVA	37.13 MVA
7	225500 V	13.99 %	24040 V	37.17 MVA	36.26 MVA
8	222750 V	13.95 %	24190 V	36.10 MVA	35.44 MVA
9	220000 V	13.91 %	24330 V	35.03 MVA	34.61 MVA
10	217250 V	13.91 %	24490 V	34.05 MVA	33.78 MVA
11	214500 V	13.90 %	24640 V	33.09 MVA	32.99 MVA
12	211750 V	13.90 %	24800 V	32.26 MVA	32.28 MVA
13	209000 V	13.89 %	24970 V	31.49 MVA	31.63 MVA
14	206250 V	13.89 %	25140 V	30.87 MVA	31.08 MVA
15	203500 V	13.88 %	25310 V	30.39 MVA	30.65 MVA
16	200750 V	13.87 %	25490 V	30.09 MVA	30.37 MVA
17	198000 V	13.86 %	25670 V	30.02 MVA	30.26 MVA

Tabla 156: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

Ahora vamos a evaluar el comportamiento de los transformadores para una carga de 82,69 MVA que es la potencia límite para esta condición. Para este caso tenemos los siguientes resultados:

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	20690 V	40.65 MVA	41.48 MVA
2	239250 V	14.19 %	20830 V	40.42 MVA	41.75 MVA
3	236500 V	14.15 %	20970 V	40.25 MVA	42.08 MVA
4	233750 V	14.11 %	21110 V	40.15 MVA	42.44 MVA
5	231000 V	14.07 %	21260 V	40.12 MVA	42.86 MVA
6	228250 V	14.03 %	21400 V	40.16 MVA	43.33 MVA
7	225500 V	13.99 %	21560 V	40.29 MVA	43.87 MVA
8	222750 V	13.95 %	21710 V	40.53 MVA	44.46 MVA
9	220000 V	13.91 %	21880 V	40.87 MVA	45.14 MVA
10	217250 V	13.91 %	22040 V	41.37 MVA	45.81 MVA
11	214500 V	13.90 %	22210 V	41.99 MVA	46.60 MVA
12	211750 V	13.90 %	22380 V	42.74 MVA	47.44 MVA
13	209000 V	13.89 %	22560 V	43.64 MVA	48.41 MVA
14	206250 V	13.89 %	22730 V	44.66 MVA	49.43 MVA
15	203500 V	13.88 %	22920 V	45.86 MVA	50.61 MVA
16	200750 V	13.87 %	23110 V	47.18 MVA	51.86 MVA
17	198000 V	13.86 %	23310 V	48.72 MVA	53.27 MVA

Tabla 157: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-1 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	20820 V	40.94 MVA	41.24 MVA
2	239250 V	14.19 %	20960 V	40.69 MVA	41.47 MVA
3	236500 V	14.15 %	21100 V	40.45 MVA	41.75 MVA
4	233750 V	14.11 %	21240 V	40.29 MVA	42.07 MVA
5	231000 V	14.07 %	21380 V	40.21 MVA	42.45 MVA
6	228250 V	14.03 %	21530 V	40.20 MVA	42.87 MVA
7	225500 V	13.99 %	21690 V	40.28 MVA	43.36 MVA
8	222750 V	13.95 %	21840 V	40.45 MVA	43.90 MVA
9	220000 V	13.91 %	22000 V	40.74 MVA	44.54 MVA
10	217250 V	13.91 %	22160 V	41.18 MVA	45.16 MVA
11	214500 V	13.90 %	22330 V	41.74 MVA	45.91 MVA
12	211750 V	13.90 %	22500 V	42.43 MVA	46.69 MVA
13	209000 V	13.89 %	22680 V	43.27 MVA	47.63 MVA
14	206250 V	13.89 %	22860 V	44.23 MVA	48.61 MVA
15	203500 V	13.88 %	23040 V	45.38 MVA	49.74 MVA
16	200750 V	13.87 %	23230 V	46.65 MVA	50.95 MVA
17	198000 V	13.86 %	23430 V	48.14 MVA	52.33 MVA

Tabla 158: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-2 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	20960 V	41.28 MVA	41.05 MVA
2	239250 V	14.19 %	21090 V	40.96 MVA	41.24 MVA
3	236500 V	14.15 %	21230 V	40.69 MVA	41.47 MVA
4	233750 V	14.11 %	21370 V	40.49 MVA	41.74 MVA
5	231000 V	14.07 %	21520 V	40.34 MVA	42.06 MVA
6	228250 V	14.03 %	21670 V	40.28 MVA	42.44 MVA
7	225500 V	13.99 %	21820 V	40.29 MVA	42.88 MVA
8	222750 V	13.95 %	21970 V	40.41 MVA	43.37 MVA
9	220000 V	13.91 %	22140 V	40.63 MVA	43.95 MVA
10	217250 V	13.91 %	22300 V	41.00 MVA	44.52 MVA
11	214500 V	13.90 %	22470 V	41.50 MVA	45.21 MVA
12	211750 V	13.90 %	22630 V	42.13 MVA	45.95 MVA
13	209000 V	13.89 %	22810 V	42.90 MVA	46.83 MVA
14	206250 V	13.89 %	22990 V	43.80 MVA	47.76 MVA
15	203500 V	13.88 %	23170 V	44.89 MVA	48.85 MVA
16	200750 V	13.87 %	23360 V	46.10 MVA	50.02 MVA
17	198000 V	13.86 %	23560 V	47.53 MVA	51.34 MVA

Tabla 159: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21100 V	41.65 MVA	40.93 MVA
2	239250 V	14.19 %	21230 V	41.29 MVA	41.07 MVA
3	236500 V	14.15 %	21370 V	40.98 MVA	41.25 MVA
4	233750 V	14.11 %	21510 V	40.72 MVA	41.47 MVA
5	231000 V	14.07 %	21660 V	40.52 MVA	41.74 MVA
6	228250 V	14.03 %	21800 V	40.39 MVA	42.06 MVA
7	225500 V	13.99 %	21950 V	40.35 MVA	42.45 MVA
8	222750 V	13.95 %	22110 V	40.40 MVA	42.88 MVA
9	220000 V	13.91 %	22270 V	40.55 MVA	43.41 MVA
10	217250 V	13.91 %	22430 V	40.87 MVA	43.93 MVA
11	214500 V	13.90 %	22600 V	41.29 MVA	44.56 MVA
12	211750 V	13.90 %	22760 V	41.86 MVA	45.25 MVA
13	209000 V	13.89 %	22940 V	42.56 MVA	46.08 MVA
14	206250 V	13.89 %	23100 V	43.34 MVA	46.89 MVA
15	203500 V	13.88 %	23300 V	44.42 MVA	47.99 MVA
16	200750 V	13.87 %	23490 V	45.58 MVA	49.11 MVA
17	198000 V	13.86 %	23690 V	46.94 MVA	50.39 MVA

Tabla 160: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21250 V	42.08 MVA	40.89 MVA
2	239250 V	14.19 %	21380 V	41.67 MVA	40.98 MVA
3	236500 V	14.15 %	21520 V	41.30 MVA	41.11 MVA
4	233750 V	14.11 %	21650 V	40.99 MVA	41.27 MVA
5	231000 V	14.07 %	21800 V	40.73 MVA	41.48 MVA
6	228250 V	14.03 %	21940 V	40.55 MVA	41.74 MVA
7	225500 V	13.99 %	22100 V	40.44 MVA	42.07 MVA
8	222750 V	13.95 %	22250 V	40.42 MVA	42.45 MVA
9	220000 V	13.91 %	22410 V	40.50 MVA	42.91 MVA
10	217250 V	13.91 %	22570 V	40.74 MVA	43.37 MVA
11	214500 V	13.90 %	22740 V	41.10 MVA	43.94 MVA
12	211750 V	13.90 %	22900 V	41.59 MVA	44.57 MVA
13	209000 V	13.89 %	23080 V	42.22 MVA	45.33 MVA
14	206250 V	13.89 %	23250 V	42.99 MVA	46.15 MVA
15	203500 V	13.88 %	23440 V	43.94 MVA	47.13 MVA
16	200750 V	13.87 %	23630 V	45.02 MVA	48.19 MVA
17	198000 V	13.86 %	23820 V	46.32 MVA	49.41 MVA

Tabla 161: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21390 V	42.57 MVA	40.92 MVA
2	239250 V	14.19 %	21520 V	42.11 MVA	40.96 MVA
3	236500 V	14.15 %	21660 V	41.69 MVA	41.02 MVA
4	233750 V	14.11 %	21800 V	41.32 MVA	41.13 MVA
5	231000 V	14.07 %	21940 V	41.01 MVA	41.29 MVA
6	228250 V	14.03 %	22080 V	40.76 MVA	41.49 MVA
7	225500 V	13.99 %	22240 V	40.59 MVA	41.75 MVA
8	222750 V	13.95 %	22390 V	40.49 MVA	42.07 MVA
9	220000 V	13.91 %	22550 V	40.51 MVA	42.46 MVA
10	217250 V	13.91 %	22710 V	40.68 MVA	42.86 MVA
11	214500 V	13.90 %	22870 V	40.96 MVA	43.37 MVA
12	211750 V	13.90 %	23040 V	41.38 MVA	43.93 MVA
13	209000 V	13.89 %	23220 V	41.93 MVA	44.63 MVA
14	206250 V	13.89 %	23390 V	42.63 MVA	45.39 MVA
15	203500 V	13.88 %	23580 V	43.50 MVA	46.30 MVA
16	200750 V	13.87 %	23760 V	44.52 MVA	47.30 MVA
17	198000 V	13.86 %	23960 V	45.75 MVA	48.45 MVA

Tabla 162: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21540 V	43.13 MVA	41.04 MVA
2	239250 V	14.19 %	21670 V	42.63 MVA	41.02 MVA
3	236500 V	14.15 %	21810 V	42.15 MVA	41.02 MVA
4	233750 V	14.11 %	21950 V	41.73 MVA	41.07 MVA
5	231000 V	14.07 %	22090 V	41.35 MVA	41.16 MVA
6	228250 V	14.03 %	22230 V	41.04 MVA	41.29 MVA
7	225500 V	13.99 %	22390 V	40.79 MVA	41.49 MVA
8	222750 V	13.95 %	22540 V	40.63 MVA	41.74 MVA
9	220000 V	13.91 %	22700 V	40.57 MVA	42.06 MVA
10	217250 V	13.91 %	22850 V	40.66 MVA	42.39 MVA
11	214500 V	13.90 %	23020 V	40.86 MVA	42.83 MVA
12	211750 V	13.90 %	23190 V	41.19 MVA	43.32 MVA
13	209000 V	13.89 %	23360 V	41.67 MVA	43.94 MVA
14	206250 V	13.89 %	23540 V	42.28 MVA	44.63 MVA
15	203500 V	13.88 %	23720 V	43.07 MVA	45.48 MVA
16	200750 V	13.87 %	23900 V	44.01 MVA	46.41 MVA
17	198000 V	13.86 %	24100 V	45.16 MVA	47.51 MVA

Tabla 163: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21700 V	43.74 MVA	41.25 MVA
2	239250 V	14.19 %	21830 V	43.19 MVA	41.17 MVA
3	236500 V	14.15 %	21960 V	42.66 MVA	41.12 MVA
4	233750 V	14.11 %	22100 V	42.18 MVA	41.10 MVA
5	231000 V	14.07 %	22240 V	41.74 MVA	41.12 MVA
6	228250 V	14.03 %	22380 V	41.37 MVA	41.19 MVA
7	225500 V	13.99 %	22530 V	41.05 MVA	41.32 MVA
8	222750 V	13.95 %	22680 V	40.83 MVA	41.49 MVA
9	220000 V	13.91 %	22840 V	40.68 MVA	41.75 MVA
10	217250 V	13.91 %	23000 V	40.69 MVA	41.99 MVA
11	214500 V	13.90 %	23170 V	40.81 MVA	42.36 MVA
12	211750 V	13.90 %	23330 V	41.06 MVA	42.78 MVA
13	209000 V	13.89 %	23510 V	41.45 MVA	43.32 MVA
14	206250 V	13.89 %	23670 V	41.94 MVA	43.89 MVA
15	203500 V	13.88 %	23860 V	42.69 MVA	44.71 MVA
16	200750 V	13.87 %	24050 V	43.54 MVA	45.57 MVA
17	198000 V	13.86 %	24240 V	44.61 MVA	46.59 MVA

Tabla 164: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	21860 V	44.44 MVA	41.58 MVA
2	239250 V	14.19 %	21990 V	43.84 MVA	41.44 MVA
3	236500 V	14.15 %	22120 V	43.26 MVA	41.32 MVA
4	233750 V	14.11 %	22260 V	42.72 MVA	41.24 MVA
5	231000 V	14.07 %	22400 V	42.22 MVA	41.19 MVA
6	228250 V	14.03 %	22540 V	41.78 MVA	41.19 MVA
7	225500 V	13.99 %	22690 V	41.39 MVA	41.24 MVA
8	222750 V	13.95 %	22840 V	41.09 MVA	41.34 MVA
9	220000 V	13.91 %	23000 V	40.86 MVA	41.50 MVA
10	217250 V	13.91 %	23160 V	40.79 MVA	41.68 MVA
11	214500 V	13.90 %	23320 V	40.82 MVA	41.95 MVA
12	211750 V	13.90 %	23490 V	40.98 MVA	42.29 MVA
13	209000 V	13.89 %	23660 V	41.27 MVA	42.75 MVA
14	206250 V	13.89 %	23830 V	41.71 MVA	43.28 MVA
15	203500 V	13.88 %	24020 V	42.32 MVA	43.96 MVA
16	200750 V	13.87 %	24200 V	43.08 MVA	44.74 MVA
17	198000 V	13.86 %	24390 V	44.06 MVA	45.68 MVA

Tabla 165: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22020 V	45.15 MVA	42.04 MVA
2	239250 V	14.19 %	22140 V	44.51 MVA	41.84 MVA
3	236500 V	14.15 %	22280 V	43.87 MVA	41.66 MVA
4	233750 V	14.11 %	22410 V	43.28 MVA	41.52 MVA
5	231000 V	14.07 %	22560 V	42.72 MVA	41.39 MVA
6	228250 V	14.03 %	22700 V	42.21 MVA	41.32 MVA
7	225500 V	13.99 %	22850 V	41.75 MVA	41.29 MVA
8	222750 V	13.95 %	23000 V	41.37 MVA	41.32 MVA
9	220000 V	13.91 %	23150 V	41.06 MVA	41.41 MVA
10	217250 V	13.91 %	23310 V	40.91 MVA	41.50 MVA
11	214500 V	13.90 %	23470 V	40.85 MVA	41.68 MVA
12	211750 V	13.90 %	23640 V	40.92 MVA	41.93 MVA
13	209000 V	13.89 %	23810 V	41.11 MVA	42.30 MVA
14	206250 V	13.89 %	23970 V	41.43 MVA	42.71 MVA
15	203500 V	13.88 %	24170 V	41.97 MVA	43.33 MVA
16	200750 V	13.87 %	24350 V	42.63 MVA	44.02 MVA
17	198000 V	13.86 %	24550 V	43.51 MVA	44.87 MVA

Tabla 166: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22180 V	45.97 MVA	42.64 MVA
2	239250 V	14.19 %	22310 V	45.28 MVA	42.38 MVA
3	236500 V	14.15 %	22450 V	44.59 MVA	42.14 MVA
4	233750 V	14.11 %	22580 V	43.99 MVA	41.93 MVA
5	231000 V	14.07 %	22720 V	43.31 MVA	41.74 MVA
6	228250 V	14.03 %	22860 V	42.74 MVA	41.59 MVA
7	225500 V	13.99 %	23010 V	42.21 MVA	41.48 MVA
8	222750 V	13.95 %	23160 V	41.75 MVA	41.42 MVA
9	220000 V	13.91 %	23320 V	41.35 MVA	41.42 MVA
10	217250 V	13.91 %	23470 V	41.11 MVA	41.42 MVA
11	214500 V	13.90 %	23640 V	40.95 MVA	41.51 MVA
12	211750 V	13.90 %	23800 V	40.92 MVA	41.66 MVA
13	209000 V	13.89 %	23980 V	41.01 MVA	41.93 MVA
14	206250 V	13.89 %	24150 V	41.25 MVA	42.28 MVA
15	203500 V	13.88 %	24330 V	41.65 MVA	42.76 MVA
16	200750 V	13.87 %	24510 V	42.21 MVA	43.35 MVA
17	198000 V	13.86 %	24710 V	42.98 MVA	44.09 MVA

Tabla 167: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22350 V	46.85 MVA	43.35 MVA
2	239250 V	14.19 %	22480 V	46.12 MVA	43.04 MVA
3	236500 V	14.15 %	22610 V	45.38 MVA	42.73 MVA
4	233750 V	14.11 %	22750 V	44.67 MVA	42.45 MVA
5	231000 V	14.07 %	22890 V	43.98 MVA	42.19 MVA
6	228250 V	14.03 %	23030 V	43.35 MVA	41.97 MVA
7	225500 V	13.99 %	23180 V	42.74 MVA	41.78 MVA
8	222750 V	13.95 %	23320 V	42.20 MVA	41.64 MVA
9	220000 V	13.91 %	23480 V	41.72 MVA	41.55 MVA
10	217250 V	13.91 %	23640 V	41.39 MVA	41.46 MVA
11	214500 V	13.90 %	23800 V	41.13 MVA	41.45 MVA
12	211750 V	13.90 %	23960 V	41.01 MVA	41.51 MVA
13	209000 V	13.89 %	24140 V	40.99 MVA	41.67 MVA
14	206250 V	13.89 %	24300 V	41.11 MVA	41.89 MVA
15	203500 V	13.88 %	24490 V	41.41 MVA	42.29 MVA
16	200750 V	13.87 %	24670 V	41.86 MVA	42.78 MVA
17	198000 V	13.86 %	24870 V	42.52 MVA	43.41 MVA

Tabla 168: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22520 V	47.86 MVA	44.23 MVA
2	239250 V	14.19 %	22650 V	47.08 MVA	43.86 MVA
3	236500 V	14.15 %	22790 V	46.28 MVA	43.48 MVA
4	233750 V	14.11 %	22920 V	45.24 MVA	43.14 MVA
5	231000 V	14.07 %	23060 V	44.77 MVA	42.80 MVA
6	228250 V	14.03 %	23200 V	44.07 MVA	45.51 MVA
7	225500 V	13.99 %	23350 V	43.39 MVA	42.23 MVA
8	222750 V	13.95 %	23500 V	42.77 MVA	42.01 MVA
9	220000 V	13.91 %	23650 V	42.20 MVA	41.82 MVA
10	217250 V	13.91 %	23810 V	41.78 MVA	41.64 MVA
11	214500 V	13.90 %	23970 V	41.42 MVA	41.52 MVA
12	211750 V	13.90 %	24130 V	41.19 MVA	41.48 MVA
13	209000 V	13.89 %	24310 V	41.05 MVA	41.53 MVA
14	206250 V	13.89 %	24480 V	41.08 MVA	41.66 MVA
15	203500 V	13.88 %	24660 V	41.24 MVA	41.91 MVA
16	200750 V	13.87 %	24840 V	41.56 MVA	42.28 MVA
17	198000 V	13.86 %	25040 V	42.09 MVA	42.79 MVA

Tabla 169: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22700 V	48.93 MVA	45.23 MVA
2	239250 V	14.19 %	22830 V	48.10 MVA	44.79 MVA
3	236500 V	14.15 %	22960 V	47.26 MVA	44.36 MVA
4	233750 V	14.11 %	23100 V	46.45 MVA	43.95 MVA
5	231000 V	14.07 %	23230 V	45.64 MVA	43.54 MVA
6	228250 V	14.03 %	23370 V	44.87 MVA	43.18 MVA
7	225500 V	13.99 %	23520 V	44.12 MVA	42.82 MVA
8	222750 V	13.95 %	23670 V	43.43 MVA	42.51 MVA
9	220000 V	13.91 %	23820 V	42.77 MVA	42.23 MVA
10	217250 V	13.91 %	23980 V	42.26 MVA	41.95 MVA
11	214500 V	13.90 %	24140 V	41.79 MVA	41.74 MVA
12	211750 V	13.90 %	24310 V	41.46 MVA	41.58 MVA
13	209000 V	13.89 %	24480 V	41.21 MVA	41.52 MVA
14	206250 V	13.89 %	24640 V	41.12 MVA	41.53 MVA
15	203500 V	13.88 %	24830 V	41.16 MVA	41.67 MVA
16	200750 V	13.87 %	25010 V	41.36 MVA	41.91 MVA
17	198000 V	13.86 %	25200 V	41.76 MVA	42.30 MVA

Tabla 170: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	22890 V	50.15 MVA	46.41 MVA
2	239250 V	14.19 %	23020 V	49.28 MVA	45.93 MVA
3	236500 V	14.15 %	23150 V	48.38 MVA	45.43 MVA
4	233750 V	14.11 %	23280 V	47.52 MVA	44.95 MVA
5	231000 V	14.07 %	23420 V	46.64 MVA	44.47 MVA
6	228250 V	14.03 %	23560 V	45.82 MVA	44.03 MVA
7	225500 V	13.99 %	23700 V	44.99 MVA	45.59 MVA
8	222750 V	13.95 %	23850 V	44.22 MVA	43.19 MVA
9	220000 V	13.91 %	24000 V	43.48 MVA	42.82 MVA
10	217250 V	13.91 %	24160 V	42.87 MVA	42.44 MVA
11	214500 V	13.90 %	24320 V	42.30 MVA	42.12 MVA
12	211750 V	13.90 %	24490 V	41.83 MVA	41.85 MVA
13	209000 V	13.89 %	24660 V	41.49 MVA	41.67 MVA
14	206250 V	13.89 %	24830 V	41.27 MVA	41.55 MVA
15	203500 V	13.88 %	25010 V	41.17 MVA	41.56 MVA
16	200750 V	13.87 %	25190 V	41.24 MVA	41.67 MVA
17	198000 V	13.86 %	25380 V	41.49 MVA	41.91 MVA

Tabla 171: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	23080 V	51.44 MVA	47.72 MVA
2	239250 V	14.19 %	23200 V	50.53 MVA	47.18 MVA
3	236500 V	14.15 %	23330 V	49.58 MVA	46.62 MVA
4	233750 V	14.11 %	23460 V	48.67 MVA	46.09 MVA
5	231000 V	14.07 %	23600 V	47.74 MVA	45.54 MVA
6	228250 V	14.03 %	23740 V	46.85 MVA	45.03 MVA
7	225500 V	13.99 %	23890 V	45.95 MVA	44.51 MVA
8	222750 V	13.95 %	24030 V	45.11 MVA	44.03 MVA
9	220000 V	13.91 %	24190 V	44.28 MVA	43.57 MVA
10	217250 V	13.91 %	24340 V	43.58 MVA	43.09 MVA
11	214500 V	13.90 %	24500 V	42.91 MVA	42.66 MVA
12	211750 V	13.90 %	24670 V	42.36 MVA	42.28 MVA
13	209000 V	13.89 %	24840 V	41.87 MVA	41.97 MVA
14	206250 V	13.89 %	25000 V	41.55 MVA	41.75 MVA
15	203500 V	13.88 %	25190 V	41.29 MVA	41.61 MVA
16	200750 V	13.87 %	25370 V	41.23 MVA	41.58 MVA
17	198000 V	13.86 %	25560 V	41.33 MVA	41.68 MVA

Tabla 172: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

POSICIÓN	TENSIÓN PRIMARIA	Z _{cc}	TENSIÓN SECUNDARIA	TR-2	TR-3
1	242000 V	14.23 %	23270 V	52.89 MVA	49.25 MVA
2	239250 V	14.19 %	23400 V	51.94 MVA	48.66 MVA
3	236500 V	14.15 %	23530 V	50.95 MVA	48.4 MVA
4	233750 V	14.11 %	23660 V	49.98 MVA	47.45 MVA
5	231000 V	14.07 %	23800 V	49.00 MVA	46.83 MVA
6	228250 V	14.03 %	23930 V	48.05 MVA	46.24 MVA
7	225500 V	13.99 %	24080 V	47.08 MVA	46.65 MVA
8	222750 V	13.95 %	24220 V	46.17 MVA	45.08 MVA
9	220000 V	13.91 %	24380 V	45.25 MVA	44.53 MVA
10	217250 V	13.91 %	24530 V	44.46 MVA	43.95 MVA
11	214500 V	13.90 %	24690 V	43.68 MVA	43.41 MVA
12	211750 V	13.90 %	24860 V	43.02 MVA	42.92 MVA
13	209000 V	13.89 %	25030 V	42.41 MVA	42.49 MVA
14	206250 V	13.89 %	25200 V	41.93 MVA	42.12 MVA
15	203500 V	13.88 %	25380 V	41.56 MVA	41.85 MVA
16	200750 V	13.87 %	25560 V	41.34 MVA	41.67 MVA
17	198000 V	13.86 %	25750 V	41.29 MVA	41.62 MVA

Tabla 173: Flujo de carga del software ETAP para TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

B.4.4. CONDICIÓN DE CORRIENTE CIRCULANTE DEL CAMBIO DE TRANSFORMADORES ENTRE LA ES-COV Y LA ES-SES

Para la carga de 60.35 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE (A)		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
2	15	43	407,4	39,09%	38,95%
	16	50,7	479,6	46,09%	45,85%
3	15	37,8	354,2	34,36%	33,86%
	16	45,9	431,5	41,73%	41,25%
4	14	27,5	255,2	25,00%	24,40%
	15	34,2	317,6	31,09%	30,36%
	16	41,3	384,1	37,55%	36,72%
	17	49,6	460	45,09%	43,98%
5	13	18,2	165,1	16,55%	15,78%
	14	23,4	214,6	21,27%	20,52%
	15	29,7	273,6	27,00%	26,16%
	16	36,6	337,5	33,27%	32,27%
	17	44,6	410	40,55%	39,20%

6	12	10,5	90,6	9,55%	8,66%
	13	14,6	131,6	13,27%	12,58%
	14	19,5	176,3	17,73%	16,85%
	15	25,4	231,6	23,09%	22,14%
	16	32	291,6	29,09%	27,88%
	17	39,5	361,5	35,91%	34,56%
7	11	4,7	36,2	4,27%	3,46%
	12	7,6	63,7	6,91%	6,09%
	13	11,2	98,9	10,18%	9,46%
	14	15,6	139,4	14,18%	13,33%
	15	21,1	190,4	19,18%	18,20%
	16	27,2	296,5	24,73%	28,35%
8	17	34,5	311,8	31,36%	29,81%
	10	1,2	2,7	1,09%	0,26%
	11	2,9	17,8	2,64%	1,70%
	12	5,1	40,4	4,64%	3,86%
	13	8,3	70,5	7,55%	6,74%
	14	12,2	106,3	11,09%	10,16%
9	15	17,2	151,7	15,64%	14,50%
	16	22,7	203,7	20,64%	19,47%
	9	0	8,6	0,00%	0,82%
	10	0,2	5,3	0,18%	0,51%
	11	1,3	4	1,18%	0,38%
	12	3	20	2,73%	1,91%
10	13	5,5	44,4	5,00%	4,24%
	14	8,8	74,9	8,00%	7,16%
	15	13,1	115	11,91%	10,99%
	9	0,3	5,2	0,27%	0,50%
	10	0,1	8,5	0,09%	0,81%
	11	0,4	4,1	0,36%	0,39%
11	12	1,4	6	1,27%	0,57%
	13	3,3	23,5	3,00%	2,25%
	14	6	48,1	5,45%	4,60%
	15	9,7	82,5	8,82%	7,89%
	7	4,8	36,9	4,36%	3,53%
	8	2,8	18,4	2,55%	1,76%
11	9	1,2	4,3	1,09%	0,41%
	10	0,4	4,9	0,36%	0,47%
	11	0	7	0,00%	0,67%
	12	0,4	4,2	0,36%	0,40%
	13	1,6	7,6	1,45%	0,73%
	14	3,5	25,9	3,18%	2,48%

12	6	10,5	91,9	9,55%	8,79%
	7	7,7	63,8	7,00%	6,10%
	8	5,1	40,1	4,64%	3,83%
	9	2,9	20,4	2,64%	1,95%
	10	1,5	5,3	1,36%	0,51%
	11	0,4	4,1	0,36%	0,39%
	12	0	6,6	0,00%	0,63%
	13	0,4	2,7	0,36%	0,26%
13	5	18,2	166,2	16,55%	15,89%
	6	14,8	132,2	13,45%	12,64%
	7	11,3	99,3	10,27%	9,49%
	8	8,3	70,5	7,55%	6,74%
	9	5,6	47,2	5,09%	4,51%
	10	3,4	23,9	3,09%	2,28%
	11	1,5	7,9	1,36%	0,76%
	12	0,4	2,6	0,36%	0,25%
14	4	27,7	257,2	25,18%	24,59%
	5	23,5	216,4	21,36%	20,69%
	6	19,6	207,6	17,82%	19,85%
	7	15,7	140,2	14,27%	13,40%
	8	12,3	106,6	11,18%	10,19%
	9	8,8	75,8	8,00%	7,25%
	10	6	48,8	5,45%	4,67%
	11	3,6	263	3,27%	25,14%
15	2	43,4	410,4	39,45%	39,24%
	3	38,8	363,7	35,27%	34,77%
	4	34,5	320,3	31,36%	30,62%
	5	29,9	275	27,18%	26,29%
	6	25,6	233,3	23,27%	22,30%
	7	21,3	191,6	19,36%	18,32%
	8	17,2	152,4	15,64%	14,57%
	9	13,3	116,3	12,09%	11,12%
	10	9,8	83,4	8,91%	7,97%
16	2	51,2	483,3	46,55%	46,20%
	3	46,3	434,5	42,09%	41,54%
	4	41,7	387,5	37,91%	37,05%
	5	36,9	339	33,55%	32,41%
	6	32,2	193,9	29,27%	18,54%
	7	27,4	147,3	24,91%	14,08%
	8	23	204,9	20,91%	19,59%
	9	18,5	162,9	16,82%	15,57%
17	3	55	513,5	50,00%	49,09%

	4	50,1	464,3	45,55%	44,39%
	5	44,9	412,8	40,82%	39,46%
	6	39,9	303,6	36,27%	29,02%
	7	34,8	314,3	31,64%	30,05%

Tabla 174: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 60.35 MVA.

Para la carga de 82.69 MVA se tiene los siguientes resultados:

TAP		CORRIENTE CIRCULANTE		%CORRIENTE NOMINAL	
TR-2	TR-3	PRIMARIO	SECUNDARIO	PRIMARIO	SECUNDARIO
9	9	0,1	8	0,09%	0,76%
10	8	0,8	0	0,73%	0,00%
	9	0,2	5	0,18%	0,48%
	10	0	7	0,00%	0,67%
11	9	0,9	2	0,82%	0,19%
	10	0,2	4	0,18%	0,38%
	11	0,1	6	0,09%	0,57%
	12	0,3	2,4	0,27%	0,23%
12	10	1	4	0,91%	0,38%
	11	0,3	2,1	0,27%	0,20%
	12	0	4	0,00%	0,38%
	13	0,3	0,7	0,27%	0,07%
13	11	1,1	5,5	1,00%	0,53%
	12	0,2	0,6	0,18%	0,06%

Tabla 175: Corriente circulante en las mejores posiciones de Tap de ambos transformadores verificado en el software ETAP para una carga de 82.69 MVA.

APÉNDICE B.5: SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE DISTRIBUTEVALUESGREEDY3

Para ejecutar el código en Excel, sigue estos pasos:

- 1- Abre el editor de Visual Basic en Excel.
- 2- Inserta un nuevo módulo.
- 3- Pega el código en el módulo.
- 4- Cierra el editor de Visual Basic para volver a Excel.
- 5- En la pestaña “Desarrollador” de la cinta de opciones de Excel, haz clic en el botón “Macros”.
- 6- Selecciona la macro “**DistributeValuesGreedy3**” en la lista de macros y haz clic en el botón “Ejecutar”.

Si no ves la pestaña “Desarrollador” en la cinta de opciones de Excel, puedes habilitarla siguiendo estos pasos:

- 1- Haz clic en el botón “Archivo” en la esquina superior izquierda de la ventana de Excel.
- 2- Selecciona “Opciones” en el menú que aparece.
- 3- En la ventana de opciones de Excel, selecciona “Personalizar cinta de opciones” en el panel izquierdo.
- 4- En el panel derecho, marca la casilla junto a “Desarrollador” y haz clic en el botón “Aceptar”.

Una vez que hayas habilitado la pestaña “Desarrollador” se puede copiar los códigos proporcionados en la sección anterior en la pestaña VBA Project, guardar y luego seguir los pasos anteriores para ejecutar el código.

APÉNDICE B.6: SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE ETAP

Este apartado describe el proceso de simulación realizado en el software ETAP 19 para verificar el estado actual de la subestación evaluada en términos de corriente circulante, distribución de potencia y eventos de fallas en la condición de paralelismo de transformadores de potencia y en la condición de barra independiente.

Para las simulaciones primero se debe esbozar el diagrama la subestación:

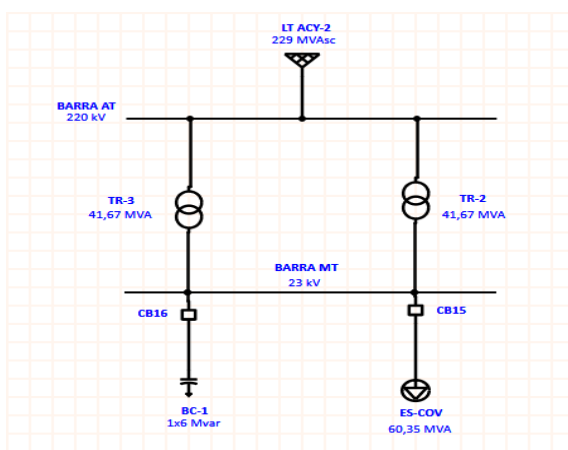


Figure 80: Diagrama de la ES-COV.

Primero, se ingresan los valores nominales de voltaje, la capacidad nominal de potencia y las impedancias de cortocircuito. En la pestaña “Rating”, se ingresan los valores de potencia nominal y voltajes nominales del primario y secundario del

transformador a simular. En la pestaña “Impedance”, se introduce el valor de la impedancia de cortocircuito, como se muestra en la figura.

2-Winding Transformer Editor - TR-3

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

41,67 MVA IEC Liquid-Fill ONAN/OFAN/OFAF 65 C 220 23 kV

Voltage Rating

	kV	FLA	FLA	Nominal Bus kV
Prim.	220	65,61	109,4	220
Sec.	23	627,6	1046	23

ONAN 65 OFAF 65

Power Rating

	MVA	1st Stage	2nd Stage	
Rated	25	33,33	41,67	☐ Per Standard
Derated	23,069	30,755	38,451	☒ User-Defined

ONAN 65 OFAN 65 OFAF 65

☒ Pump ☒ Fan / Pump

% Derating 7,7 7,7 7,7

MFR

Type / Class

Type	Sub Type	Class	Temp. Rise
Liquid-Fill	Mineral Oil	ONAN/OFAN/OFAF	65

Altitude 3300 ft

Ambient Temp. 38 °C

OK Cancel

Figure 81: Pestaña Rating del software ETAP.

2-Winding Transformer Editor - TR-3

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic Reliability Remarks Comment

41,67 MVA IEC Liquid-Fill ONAN/OFAN/OFAF 65 C 220 23 kV

Impedance

	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positive	10,35	45	0,022	10,347	0,23
Zero	13,8	45	0,022	13,797	0,307

Typical Z & X/R Typical X/R

Z Variation

@	% Tap	%Z	% Z Variation
-5	% Tap	10,35	0
5	% Tap	10,35	0

Z Tolerance

+ 0 %

No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only)

	% FLA	kW	% G	% B
Positive	0	0	0	0
Zero	0	0	0	0

☐ Bund Delta Winding

Zero Seq. Impedance Typical Value

OK Cancel

Figure 82: Pestaña Impedance del software ETAP.

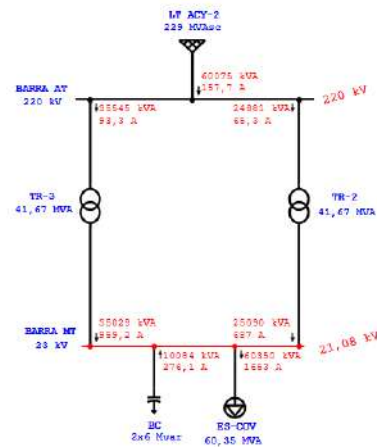


Figure 86: TR-2 fijo en tap-3 y TR-3 variable.

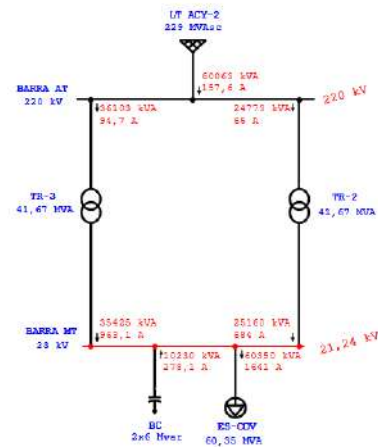


Figure 87: TR-2 fijo en tap-4 y TR-3 variable.

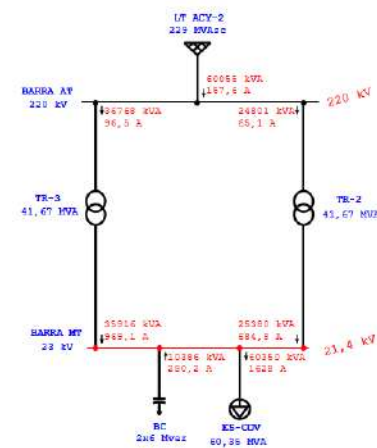


Figure 88: TR-2 fijo en tap-5 y TR-3 variable.

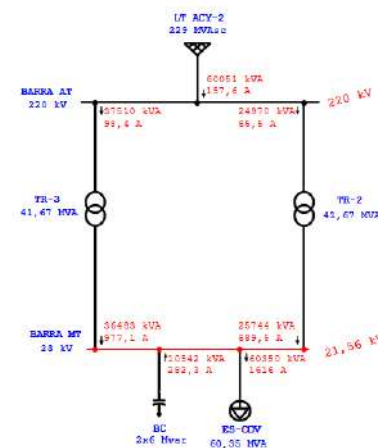


Figure 89: TR-2 fijo en tap-6 y TR-3 variable.

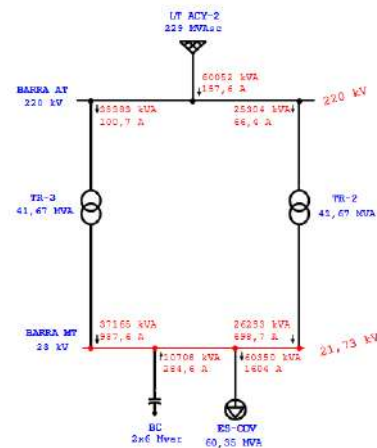


Figure 90: TR-2 fijo en tap-7 y TR-3 variable.

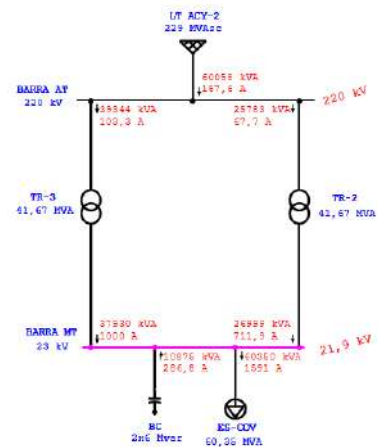


Figure 91: TR-2 fijo en tap-8 y TR-3 variable.

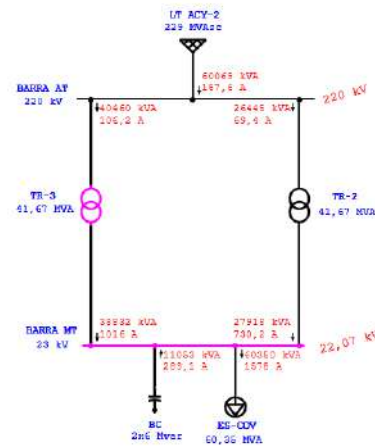


Figure 92: TR-2 fijo en tap-9 y TR-3 variable.

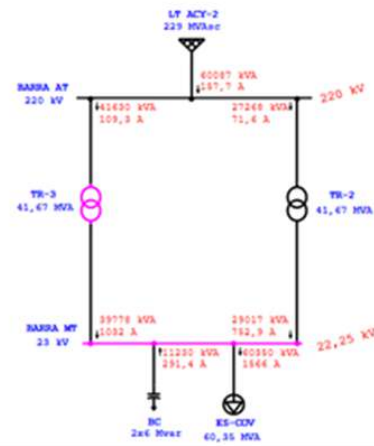


Figure 93: TR-2 fijo en tap-10 y TR-3 variable.

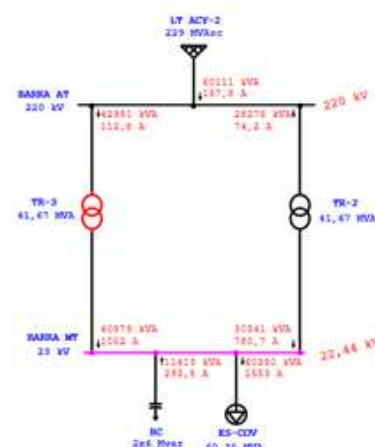


Figure 94: TR-2 fijo en tap-11 y TR-3 variable.

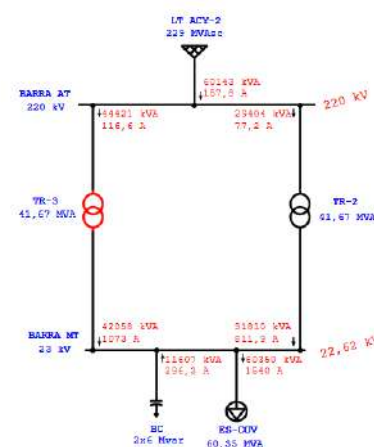


Figure 95: TR-2 fijo en tap-12 y TR-3 variable.

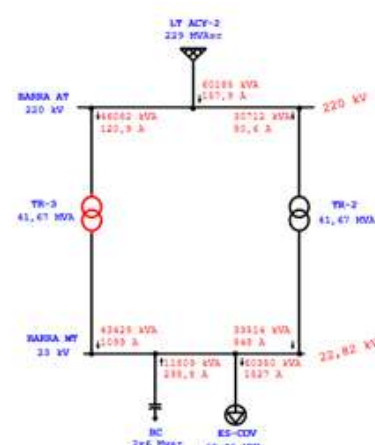


Figure 96: TR-2 fijo en tap-13 y TR-3 variable.

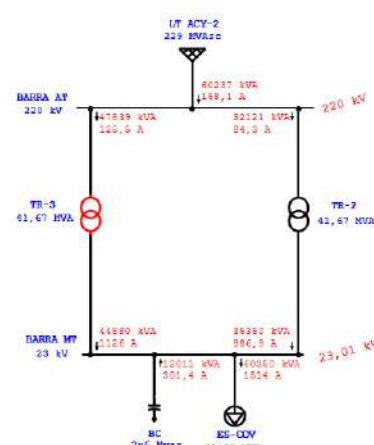


Figure 97: TR-2 fijo en tap-14 y TR-3 variable.

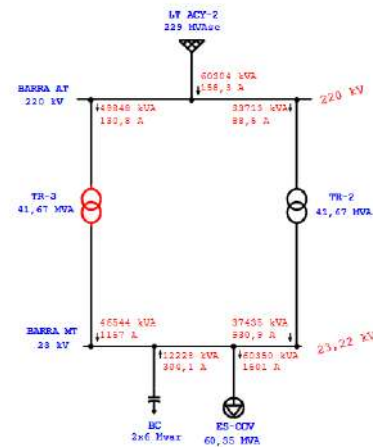


Figure 98: TR-2 fijo en tap-15 y TR-3 variable.

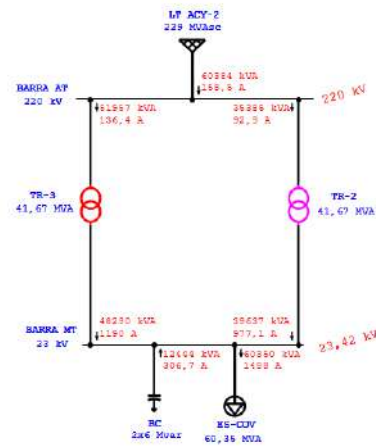


Figure 99: TR-2 fijo en tap-16 y TR-3 variable.

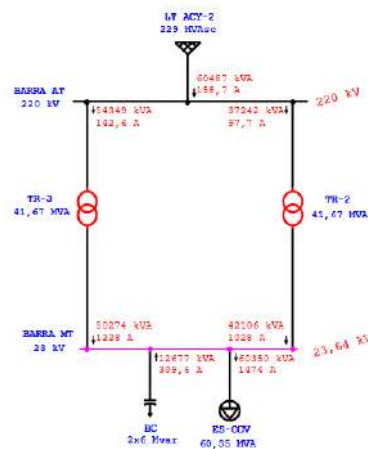


Figure 100: TR-2 fijo en tap-17 y TR-3 variable.

Las simulaciones se realizaron para todos los valores de Tap fijos del TR-2 y los taps del TR-3 variables para cada posición del TR-2 de los transformadores existentes en la ES-COV. Después del cambio de transformadores entre la ES-COV y la ES-CYO o la ES-SES, los resultados se resumieron en las Tablas del apéndice B.3 y B.4 del proyecto. Debido a la gran cantidad de imágenes generadas por todas las simulaciones, solo se incluyó una parte de ellas en el anexo.

REFERENCIAS

- [1] G. E. Harper, Elementos de diseño de subestaciones electricas, Mexico: Limusa, 2005.
- [2] J. R. Martil, Diseño de Subestaciones Eléctricas, Mexico: McGraw-Hill, 1987.
- [3] F. J. G. Benitez, DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE CONEXIÓN DE BARRAS EN 220 KV DE LA ESTACIÓN SAN ESTANISLAO DE LA ANDE [TESIS DE GRADO], Coronel Oviedo, 2017.
- [4] L. P. A. Bazúa, APUNTES DE LA ASIGNATURA SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, Mexico, 2016.
- [5] R. Quintana, *RESUMEN DE SUBESTACIONES*, Mexico: Instituto Tecnológico de Cancun, 2020.
- [6] C. F. Ramirez, SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN, Colombia: Mejía Villejas S.A., 2003.
- [7] Y. E. A. Valmaseda, DISEÑO DE SUBESTACIONES, Las Villas: Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, 2014.
- [8] L. J. V. Rojas, DETERMINACIÓN DE LOS EFECTOS ELECTRODINÁMICOS EN BARRAS DE SUBESTACIÓN DE ALTA TENSIÓN AIS EN 138 KV [TESIS DE GRADO], Arequipa : UNIVERSIDAD NACIONAL SAN AGUSTIN, 2018.
- [9] J. L. U. González, CÁLCULO Y SELECCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN COMPACTA PARA UN CARCAMO DE BOMBEO DE AGUAS RESIDUALES [TESIS DE GRADO], Mexico: Instituto Politécnico Nacional, 2012.
- [10] J. F. Mora, Máquinas Eléctricas, Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA S.A.U., 2008.
- [11] E. R. Oliva, Transformadores de Potencia, Medida y Protección, Barcelona: MARCOMBO S.A., 1991.

- [12] A. E. Fitzgerald, Máquinas Eléctricas, Madrid: McGraw-Hill, 2004.
- [13] A. L. Carpio, IMPLEMENTACION DE UN MODULO DIDACTICO DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 3KVA. PARA CONEXIONES ESPECIALES [TESIS DE GRADO], Arequipa: Universidad Católica de Santa María, 2017.
- [14] A. S. Langsdorf, Teoría de las máquinas de corriente alterna, Mexico: McGraw-Hill, 1970.
- [15] A. G. Zarza, EQUIPO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE ESTADO ESTACIONARIO Y REDES DE SECUENCIA DE LAS MÁQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA [TESIS DE GRADO], Pamplona: Universidad de Pamplona, 2019.
- [16] S. J. Chapman, Máquinas Eléctricas, Mexico: McGraw-Hill, 2012.
- [17] E. Harper, Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión, Mexico: Limusa, 2005.
- [18] J. R. A. Barrios, ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORA DE OPERACIÓN EN PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 220/23kV - 41,67MVA DE LA ESTACIÓN ELÉCTRICA DE SAN ESTANISLAO [TESIS DE GRADO], Coronel Oviedo: UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZÚ, 2020.
- [19] A. G. Vergara, ESTUDIO DE LA ACOPLABILIDAD DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA [TESIS DE GRADO], Madrid: Universidad Carlos III de Madrid, 2009.
- [20] S. L. R. M. y. F. E. V. Chávez, Análisis de la conexión en paralelo de 3 transformadores de potencia, 2 de 50MVA y 1 de 75MVA en una Subestación de Transmisión [TESIS DE GRADO], El Salvador, 2017.
- [21] J. T. Montecelos, Subestaciones Eléctricas, Madrid: PARANINFO S.A., 2015.
- [22] ANDE , PLIEGO DE TARIFAS N° 21, Asunción: Aprobado por Decreto N° 6904 del Poder Ejecutivo de la Nación, 2021.

- [23] ANDE , PLAN MAESTRO 2021-2030, Asunción : Departamento de Planificación y Estudios , 2021.
- [24] IEC, CONTROL OF PARALLEL TRANSFORMERS, IEC60076-1, 2004.
- [25] ANDE, Fuente: Dirección de Distribución. División Regional Centro. Dpto.de Operación de Distribución Zona Centro, Coronel Oviedo, 2012, 2014.
- [26] I. S. I. 60076-1, Los transformadores de potencia, 1993.
- [27] ANDE, «Eventos y operaciones de la ES-COV,» Coronel Oviedo, 2019.
- [28] ANDE, «Eventos y operaciones de la ES-COV,» Coronel Oviedo, 2020.
- [29] ANDE, «Eventos y operaciones de la ES-COV,» Coronel Oviedo, 2021.