



Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final de Carrera
Diseño de un sistema de generación eléctrica de 6MW a
gas natural, en modalidad de isla.

Autor
Matias Daniel Vergara Zegarra

Tutores
Ing. Horacio Del Bianco

Ing. Martín Di Pietro

Bahía Blanca | 21 de Abril del 2023



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Bahía Blanca

Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final de Carrera

***Diseño de un sistema de generación eléctrica
de 6MW a gas natural, en modalidad de isla.***

Autor

Matias Daniel Vergara Zegarra

Tutores

Ing. Horacio Del Bianco

Ing. Martín Di Pietro

Bahía Blanca, 21 de abril de 2023



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL
Facultad Regional Bahía Blanca

Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final de Carrera

Diseño de un sistema de generación eléctrica de 6MW a gas natural, en modalidad de isla.

Proyecto Final presentado en cumplimiento de las exigencias de la Carrera Ingeniería Eléctrica de la Facultad Regional Bahía Blanca, realizado por Matias Daniel Vergara Zegarra.

Profesores: Ing. Carlos Mainetti / Mg. Ing. Marcelo Antón
Profesores Tutor: Ing. Horacio Del Bianco / Ing. Martín Di Pietro.

Bahía Blanca, 21 de abril de 2023



Dedicatoria

Dedicado a mis padres, por el esfuerzo que hicieron a lo largo de mi vida, por su apoyo y motivación para cumplir mi sueño de ser ingeniero.



Agradecimientos

A los docentes de la facultad y a los profesionales del ámbito laboral, por su total colaboración, predisposición, y ayuda para hacer esto posible.

ÍNDICE GENERAL.

ÍNDICE GENERAL.....	5
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
INDICE DE TABLAS.....	11
1. CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Planteamiento del problema.....	13
1.2 Objetivos.....	13
1.3 Alcances.....	14
2. CAPÍTULO 2 - MEMORIA DESCRIPTIVA.....	15
2.1 Ubicación.....	15
2.2 Condiciones Climáticas.....	16
2.3 Condición general actual.....	16
2.4 Esquema unifilar.....	17
2.5 Tipo de cargas.....	17
3. CAPÍTULO 3 - ALTERNATIVAS PROPUESTAS, GENERADORES.....	19
3.1 Turbinas OPRA OP-16 2MW.....	19
3.2 Turbina De Gas Siemens SGT-200 6,8 MW.....	21
3.3 Motores Alternativos Siemens EM-86 2MW.....	24
3.4 Motores Caterpillar G3520C 2MW.....	26
3.5 Análisis de alternativas.....	27
3.6 Costos de generación.....	28
3.6.1 Caso Motogenerador Siemens.....	28
3.6.2 Caso Motogenerador CAT.....	29
4. CAPITULO 4 - ALTERNATIVAS DE TRANSFORMADORES.....	31
4.1 Elección de potencia nominal de transformadores.....	32
4.2 Análisis de las ofertas.....	33
5. CAPÍTULO 5 - MODELADO DE CARGAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO TRIFÁSICO.....	35
5.1 Modelo Estacionario genérico de una carga.....	35
5.1.1 Representación mediante Impedancia constante.....	36
5.1.2 Representación mediante Potencia aparente constante.....	37
5.2 Modelo equivalente de las líneas.....	37
6. CAPÍTULO 6 - ESQUEMA ELÉCTRICO.....	39
6.1 Doble juego de barras y acoplamiento transversal.....	39
6.2 Esquema de barra simple.....	40
6.3 Único juego de barra partida, con interruptor de acoplamiento.....	41

7.	CAPÍTULO 8 - ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.	43
7.1	Método de las componentes simétricas.	44
7.2	Impedancias de secuencias.	46
7.3	Corrientes de cortocircuito.	49
7.3.1	Factor de tensión c para el cálculo.	49
7.3.2	Defecto monofásico a tierra.	50
7.3.3	Defecto bifásico a tierra.	50
7.3.4	Defecto bifásico aislado.	51
7.3.5	Defecto trifásico.	51
7.4	Estudio de cortocircuito máximo en ETAP.	52
7.5	Cortocircuito máximo en esquema de barra simple.	52
7.6	Cortocircuito en esquema de barra partida con interruptor de acoplamiento.	53
8.	CAPÍTULO 7 - ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA.	55
8.1	Flujo de carga en esquema de barra simple.	55
8.1.1	Operación normal.	55
8.1.2	Operación anormal.	56
8.1.3	Funcionamiento con generación de respaldo.	57
8.2	Flujo de carga en esquema de barra partida con interruptor de acoplamiento.	58
8.2.1	Operación normal.	58
8.2.2	Operación anormal.	59
8.2.3	Funcionamiento anormal con interruptor de acople cerrado.	60
8.2.4	Funcionamiento con generación de respaldo.	61
9.	CAPÍTULO 9 - CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.	63
9.1	DRC-Unidad de llegada directa con medida y puesta a tierra en barras.	65
9.2	SBC-Unidad con interruptor automático y seccionador.	66
10.	CAPÍTULO 10 - PROTECCION Y CONTROL DE GENERADORES.	70
10.1	Interruptor para celdas de MT.	70
10.2	Control y protección de generadores.	72
10.2.1	Equipo de conmutación y controles en paralelo Caterpillar.	72
10.2.2	Panel de control maestro EMCP 4.4.	73
11.	CAPÍTULO 11 - SERVICIOS AUXILIARES.	75
11.1	Distribución general de los servicios auxiliares.	75
11.2	Cargas estimadas.	76
11.3	Transformador de SSAA.	76
11.4	Baterías.	77

11.5	Cargador de batería.....	78
12.	CAPÍTULO 12 - DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES.	79
12.1	Corriente admisible en conductores.	80
12.2	Caída de tensión.....	84
12.3	Verificación de sección mínima por cortocircuito.	85
13.	CAPÍTULO 13 - SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	86
13.1	Criterios de diseño [16].	86
13.1.1	Corriente simétrica de falla a tierra.....	86
13.1.2	Factor de decremento.	87
13.1.3	Factor de crecimiento.	88
13.1.4	Factor de división de corriente.	88
13.2	Sección mínima del conductor.....	88
13.3	Cálculo de las tensiones de paso y contacto admisibles.	89
13.4	Diseño preliminar de la malla.	90
13.4.1	Datos necesarios para el sistema.	90
13.4.2	Cálculo de la resistencia de malla.	91
13.5	Cálculo de tensión de malla.....	92
13.6	Cálculo de tensión real de paso.....	93
13.7	Verificación del sistema de puesta a tierra.	94
14.	CAPÍTULO 14 - CALCULO DE ILUMINACION DE PLAYA EXTERIOR.	96
14.1	Parámetros de luminotecnía.	96
14.2	Elección de proyector.	98
14.3	Cálculo de cantidad de proyectores.....	99
14.4	Cálculo de iluminancia en distintos puntos.	100
15.	CAPÍTULO 15 - ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL.	106
15.1	Marco Normativo.	106
15.2	Descripción Básica Del Proyecto.....	107
15.3	Cuantificación De Los Daños Medioambientales De La Generación De Electricidad.....	108
15.3.1	Metodología.....	109
15.3.2	Resultados.	109
15.3.3	Comparación Matriz de Impactos Ambientales.	110
15.4	Análisis De Ruido.	111
15.5	Estándar Según Rubro De Actividad.	112
15.6	Categorización De Proyecto.	113
16.	CAPÍTULO 16 - ESTUDIO ECONÓMICO.	116

16.1	Costos.	116
16.2	Costos de inversión inicial.	117
16.3	Flujo de caja.	117
16.3.1	Flujos de caja Incremental.....	118
16.3.2	Construcción del flujo de caja incremental.	119
16.4	Costo de alquiler.....	120
17.	CAPÍTULO 17 - CONCLUSIONES.....	122

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1 – Ubicación geográfica	15
Figura 2 – Yacimiento Estancia Cholita	15
Figura 3 – Generadores Actuales Jenbacher	16
Figura 4 – Esquema unifilar central existente.....	17
Figura 5 – Turbina OP-16	20
Figura 6 – Curvas de desempeño turbina OP-16	20
Figura 7 – Dimensiones físicas de turbina OP-16	21
Figura 8 – Turbina Siemens SGT -200.....	22
Figura 9 – Características turbina Siemens SGT-200	22
Figura 10 – Temperaturas en la turbina SGT -200	23
Figura 11 – Dimensiones del módulo SGT-200.....	23
Figura 12 – Curvas de desempeño SGT-200	24
Figura 13 – Motor generador Siemens EM-86.....	25
Figura 14 – Características Siemens 86-EM	25
Figura 15 – Motogenerador CAT G3520C.....	26
Figura 16 – Ficha técnica generador CAT G3520C.....	27
Figura 17 – Dimensiones del transformador.....	31
Figura 18 – Tramo de línea principal con 3 derivaciones	35
Figura 19 – Disposición de líneas aéreas.....	38
Figura 20 – Esquema doble juego de barras y acoplamiento transversal	40
Figura 21 – Esquema de barra simple.....	41
Figura 22 – Esquema de único juego de barra partida, con interruptor de acoplamiento.....	42
Figura 23 – Componentes de secuencia positiva	44
Figura 24 – Componentes de secuencia negativa.....	44
Figura 25 – Componentes de secuencia cero.	44
Figura 26 – Reactancias de secuencia del generador.....	47
Figura 27 - Esquema unifilar equivalente según grupo de conexión de transformadores.	48
Figura 28 – Esquema defecto monofásico a tierra	50
Figura 29 – Esquema de secuencias resuelto.....	50
Figura 30 – Esquema defecto bifásico con impedancia de falla	51
Figura 31 – Esquema de defecto trifásico	52
Figura 32 - Cortocircuito máximo en esquema de barra simple	53
Figura 33 - Cortocircuito máximo en esquema de barra partida.....	54
Figura 34 – Flujo de carga, barra simple en operación normal.....	56

Figura 35 - Flujo de carga, barra simple en operación anormal.	57
Figura 36 - Flujo de carga, barra simple con generación de respaldo.....	58
Figura 37 - Flujo de carga, barra partida en operación normal.....	59
Figura 38 - Flujo de carga, barra partida en operación anormal.....	60
Figura 39 - Flujo de carga, barra partida en operación anormal e interruptor de acople cerrado.....	61
Figura 40 - Flujo de carga, barra partida con generación de respaldo	62
Figura 41 – Corte de una celda de media tensión.	65
Figura 42 - Unidad de llegada directa con medida y puesta a tierra en barras.	66
Figura 43 - Unidad con interruptor automático y seccionador.	67
Figura 44 – Identificación de celdas en diagrama unifilar	69
Figura 45 – Interruptor en vacío VD4	71
Figura 46 - Equipo de conmutación y controles en paralelo XML.....	73
Figura 47 – Control maestro EMPC 4.4.....	74
Figura 48 – Características transformador Servicios Auxiliares	77
Figura 49 - Esquema de cargador de baterías.	78
Figura 50 – Corriente admisible nominal en tierra para cables 13,2 kV	82
Figura 51 – Corriente admisible nominal en tierra 1 kV	82
Figura 52 – Diseño inicial de malla rectangular.	91
Figura 53 – Flujo luminoso e intensidad luminosa.....	96
Figura 54 – Ley inversa de los cuadrados.....	97
Figura 56 – Proyector LED MachLed 240 W	99
Figura 57 – Diagrama polar	101
Figura 58 – Diagrama polar de proyector led	102
Figura 59 – Ubicación de punto estudiados para iluminación.....	103
Figura 60 – Ángulo de inclinación del proyector	104
Figura 61 – Disposición y separación de proyectores	104
Figura 62 – Matriz comparativa de Impactos Ambientales	110
Figura 63 – Construcción de un flujo de caja.....	120

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1 – Temperaturas promedio.....	16
Tabla 2 – Cargas actuales	18
Tabla 3 – Registro de eventos por año	18
Tabla 4 – Ficha Técnica Turbina OP16	19
Tabla 5 – Ficha Técnica Turbina Siemens SGT-200	21
Tabla 7 – Características generador CAT G3520C	26
Tabla 8 – Resumen cálculo de precio de generación Siemens	29
Tabla 9 – Resumen cálculo de precio de generación CAT.....	30
Tabla 10 – Transformadores Tadeo Czerweny.....	31
Tabla 11 – Transformadores Miron.....	31
Tabla 12 – Tiempo de sobrecarga de los transformadores.....	32
Tabla 13 – Tiempo máximo en condición de sobrecarga.....	32
Tabla 14 – Costos de adquisición de transformadores.....	33
Tabla 15 – Costos reales de alternativas transformadores.....	34
Tabla 16 – Potencias de cada salida vista desde la planta.....	36
Tabla 17 – Representación de las cargas mediante potencia aparente constante.....	37
Tabla 18 – Longitud de las líneas	38
Tabla 19 – Factor de tensión c.....	49
Tabla 20 – Resultados de cortocircuitos	52
Tabla 21 – Valores de tensión y corrientes de unidad DRC.....	66
Tabla 22 – Dimensiones de la unidad DRC.....	66
Tabla 23 – Valores de tensión y corrientes de unidad SBC	67
Tabla 24 – Dimensiones de unidad SBC	67
Tabla 25 – Características de unidad SBC.....	68
Tabla 26 – Datos técnicos Interruptor VD4	71
Tabla 27 – Características grupo electrógeno de Servicios Auxiliares	77
Tabla 28 – Factor por sobretemperatura final.....	80
Tabla 29 – Resumen Corrientes y conductores por circuito.....	81
Tabla 30 – Factor de corrección por temperatura del terreno	83
Tabla 31 – Factor de corrección según resistividad del terreno.....	83
Tabla 32 – Resistividad de terrenos.....	83
Tabla 33 – Factor de corrección por agrupamiento o separación.....	83
Tabla 34 – Factor de corrección según profundidad de instalación.....	84
Tabla 35 – Valores máximos de caída de tensión.....	84
Tabla 36 – Temperaturas final en base al tipo de instalación	89

Tabla 37 – Resultados de puesta a tierra.	95
Tabla 38 – Alternativas de proyectores de iluminación.	98
Tabla 39 – Ficha técnica de proyector.	99
Tabla 40 – Iluminación media en función de la actividad.	102
Tabla 41 – Iluminancia obtenida en cada punto.	105
Tabla 42 – Coeficientes Kz, Nivel de Ruido.	111
Tabla 43 – Coeficientes Ku, Ubicación del punto de evaluación.	112
Tabla 45 – Valores según superficie y Estándar del proyecto.	114
Tabla 46 – Lista de materiales y precios.	117
Tabla 47 – Costos de alquiler mensual.	120

CAPÍTULO 1 - INTRODUCCIÓN.

Durante la extracción de petróleo se produce grandes cantidades de gas, y a pesar de eso, muchas veces no se utiliza, teniendo la necesidad de quemarlo cerca de los pozos de extracción, o liberarlo directamente a la atmósfera (venteo).

Las cantidades de gas asociado que se queman mundialmente se redujeron en un 15% entre 2005 y 2010, sin embargo, permanecen en un nivel de aproximadamente 140 billones de metros cúbicos. A través de ello, 260 millones de toneladas de CO₂ son emitidas a la atmósfera sin provecho alguno [1].

La agencia internacional de energía emitió un informe especial en 2011, el cual cita factores favorables que impulsan la demanda del gas natural, entre ellos emisiones más bajas en comparación a otros combustibles fósiles. [2]

Se espera que el gas natural sea el combustible fósil de mayor crecimiento durante los próximos 10 años, con un 22% de producción mundial de electricidad a partir de gas natural en 2025. [2]

El yacimiento Estancia Cholita tiene una producción de gas promedio diaria de 445,16 Mm³ [3], y posee aproximadamente 200 pozos petrolíferos y baterías¹ en conjunto. Estos se alimentan a partir de una planta de generación eléctrica con equipos alquilados, generando un costo fijo.

Frente a la posibilidad de obtención de energía primaria y su disponibilidad, se busca con este proyecto una solución a fin de disminuir estos costos fijos en la planta de generación.

1.1 Planteamiento del problema.

La actual planta de generación eléctrica ubicada en el yacimiento funciona a partir de 6 grupos electrógenos de 1,2 MW conectados en paralelo. Esta maquinaria es alquilada por la empresa concesionaria que tiene a cargo la extracción del petróleo. Los gastos producidos por dicho alquiler resultan onerosos. Además de ello, la planta presenta inconvenientes de fiabilidad y continuas caídas de servicio que requieren una solución.

1.2 Objetivos.

El desarrollo de este proyecto tiene el fin de brindar una solución al problema mencionado y, para lo cual se han planteado los siguientes objetivos:

- Diseñar y calcular un sistema de generación eléctrica a partir del gas natural extraído disponible del yacimiento.
- Diseñar y calcular una estación transformadora elevadora para la transmisión de la energía eléctrica a los distintos pozos y baterías del yacimiento.

¹ Se denomina batería a una planta ubicada en proximidad de varios pozos, estas baterías recolectan, almacenan y bombea el petróleo obtenido de los pozos hacia una planta principal y de mayor capacidad.

- Asegurar la confiabilidad del proyecto, que garantice un servicio prolongado y confiable.
- Proveer de un diseño eléctrico flexible, permitiendo enfrentar condiciones de emergencia, que exigen una operación que aproveche al máximo la capacidad del equipo.

1.3 Alcances.

Los objetivos alcanzan a través de la realización de las siguientes tareas de proyecto:

- Realizar un estudio preliminar de viabilidad técnica y económica del proyecto.
- Investigar normativas nacionales e internacionales.
- Desarrollar soluciones y alternativas en base al estudio preliminar.
- Estudiar el impacto ambiental del proyecto.
- Realizar el diseño básico del sistema de generación, y de la estación transformadora elevadora.
- Realizar la ingeniería de detalle del sistema de generación, y de la estación transformadora elevadora.

CAPÍTULO 2 - MEMORIA DESCRIPTIVA.

2.1 Ubicación.

La planta está ubicada 50 Km al oeste de la ciudad de Las Heras, provincia de Santa Cruz. A una altitud de 600m sobre el nivel del mar (**Figura 1**). Esta zona está caracterizada por ser principalmente de actividad petrolera.

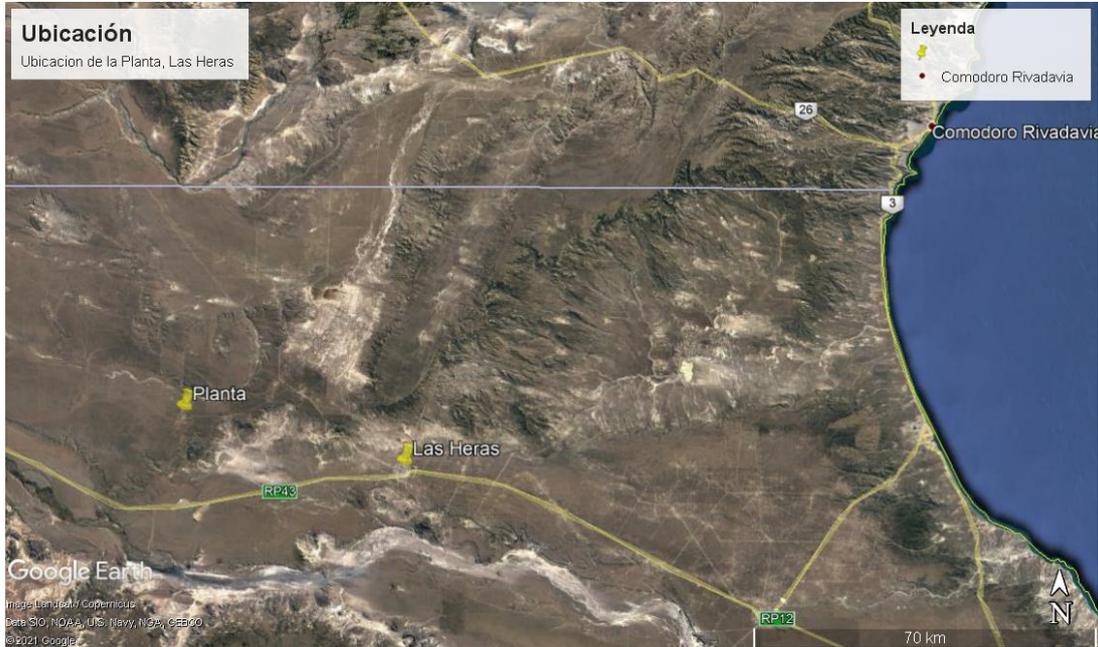


Figura 1 – Ubicación geográfica

Dicha planta tiene una superficie total de 8450 m² con un perímetro total de 462 m. y se encuentra en el yacimiento Estancia Cholita (**Figura 2**)

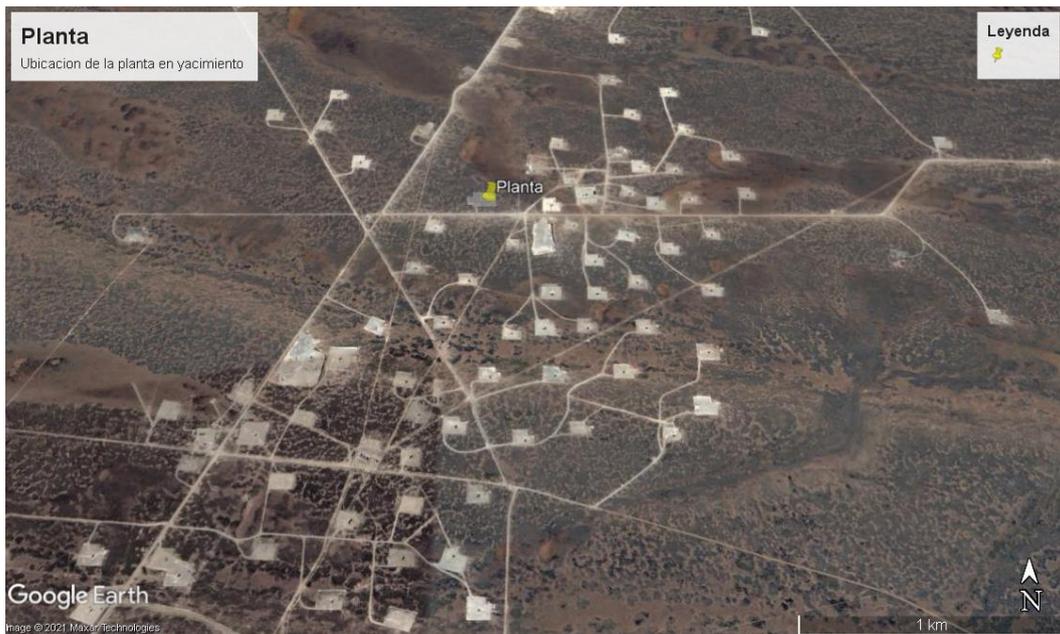


Figura 2 – Yacimiento Estancia Cholita

2.2 Condiciones Climáticas.

En esta zona de la provincia de Santa Cruz predomina principalmente el clima frío-árido [1] [4], las temperaturas medias anuales oscilan entre 0 y 12 °C. La temperatura media en verano oscila entre 16 y 20 °C, mientras que las temperaturas en invierno oscilan entre 0 y 4 °C. [5]

Los veranos son frescos y los inviernos muy fríos. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de -1 °C a 26 °C y rara vez baja a menos de -7 °C o sube a más de 32 °C [6]

Predomina el viento del oeste con intensidades importantes a lo largo de todo el año.

Tabla 1 – Temperaturas promedio

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temp. Máx. abs. (°C)	37	33	30	27	20	17	18	17	22	25	31	32	37
Temp. Máx. media. (°C)	25	23	20	15	10	7	7	8	12	17	21	23	16
Temp. media. (°C)	17	16	13	9	5	3	3	4	6	10	14	15	10
Temp. Mín. media	10	9	6	3	2	-4	-9	-1	1	4	7	8	4
Temp. mín. abs. (°C)	2	1	-7	-7	-17	-18	-	-13	-5	-5	-1	-1	-17
Prec. Total (mm)	10	10	10	20	10	10	10	10	10	10	30	10	150

2.3 Condición general actual.

La central generadora existente posee 5 motogeneradores operativos y uno de backup. Los generadores son marca GE Jenbacher Modelo J420 (**Figura 3**). Estos generadores son de 1,2 MW de potencia eléctrica nominal, la máquina primaria son motores de combustión interna a gas natural, de 20 cilindros.



Figura 3 – Generadores Actuales Jenbacher

El grupo de generadores entrega una potencia aproximada de 4 MVA a una tensión nominal de 420 V.

2.4 Esquema unifilar.

Cada equipo generador tiene un transformador elevador de 400 V a 10,4 kV. Los generadores se conectan en paralelo en Media tensión a una barra partida con interruptor de acople. En su operación normal el interruptor de acople se encuentra cerrado, vinculando ambas barras de generación.

Mediante un par de interruptores se alimenta la barra principal de 10,4 kV. Esta barra tiene una disposición modificada del doble juego de barras, ya que permite la alimentación de las salidas a través de un interruptor de acople, pero cuando se alimenta de la segunda barra la salida queda sin protección.

En la **Figura 4** se muestra el esquema unifilar.

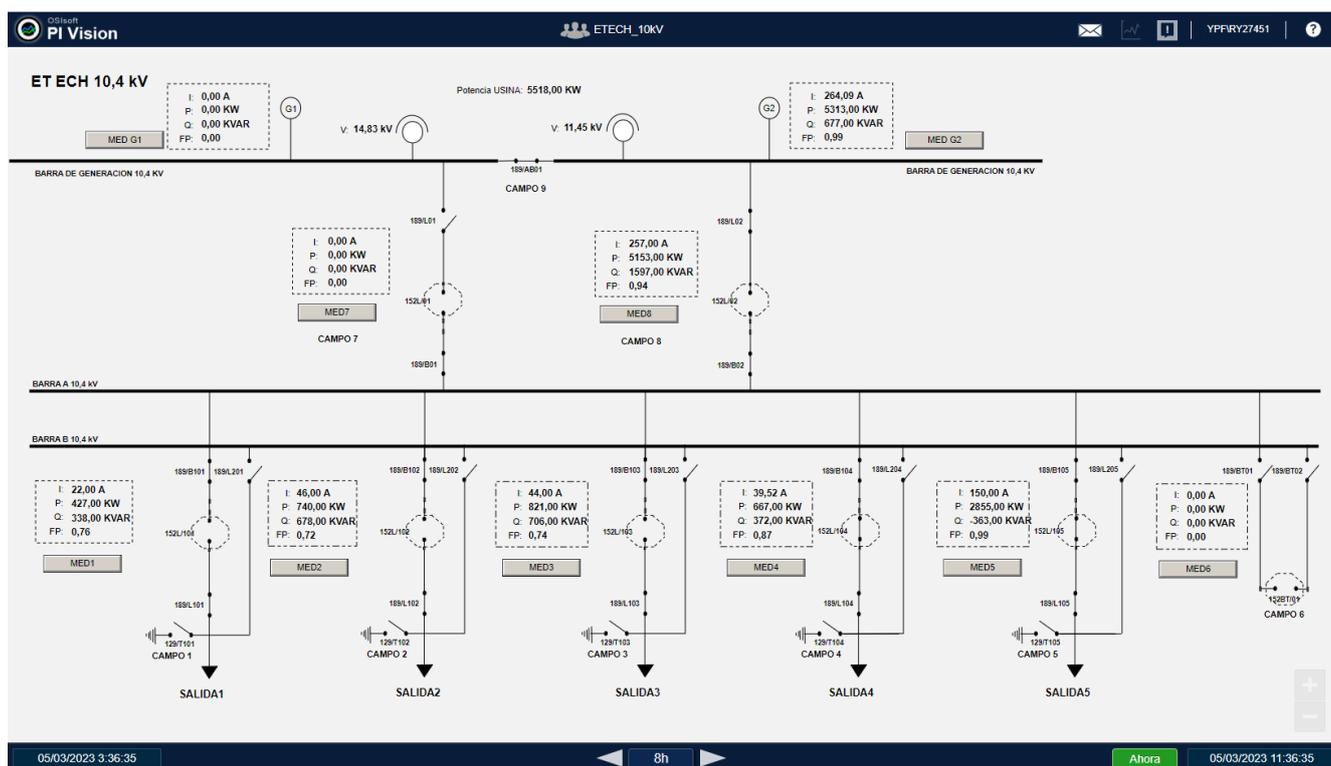


Figura 4 – Esquema unifilar central existente.

2.5 Tipo de cargas.

El mayor tipo de carga a alimentar son motores de inducción trifásicos asíncronos. Esto es debido a la predominancia principal de pozos y baterías en el yacimiento.

Cada equipo AIB² usa un motor eléctrico para mover el sistema de poleas, que desplaza la cabeza del equipo en un movimiento alternativo vertical. Las potencias más empleadas son motores de 40, 50, 75 y 100 HP.

En las baterías y plantas de tratamiento de petróleo también se emplean motores eléctricos en las bombas de petróleo. Las bombas pueden ser de mayor potencia que los equipos AIB. Es por este motivo que en ocasiones es necesario

² Aparato Individual de Bombeo (AIB): Realiza el bombeo mecánico mediante succión y transferencia casi continua del petróleo.

emplear un nivel de tensión mayor a los demás motores, como puede ser el uso de motores en 6,6 kV

Los sistemas de iluminación solo están presentes en baterías y plantas, y su funcionamiento es solo en horario nocturno. Este tipo de carga no resulta preponderante frente a la carga de los motores eléctricos que se encuentran en funcionamiento las 24 horas, todos los días.

En la **Tabla 2** se detalla la potencia general entregada por la usina existente y las cargas tomadas por cada salida.

Tabla 2 – Cargas actuales

Salida	Potencia Activa [kW]	Potencia Reactiva [kVAr]	Cos (ϕ)
Potencia general entregada	3100	1500,61	0,90
Salida N° 1	1200	580,4	0,90
Salida N° 2	200	96,86	0,90
Salida N° 3	800	387,46	0,89
Salida N° 4	900	435,89	0,90

Se obtuvo en el periodo 2017 al 2021 un registro de eventos y fallas de la central generadora. Se contabilizó únicamente los registros en donde la falla conllevó a una parada total de la central.

Tabla 3 – Registro de eventos por año

	Tipo de falla	Cantidad de ocurrencias
2017	Fuera Total	14
2018	Fuera Total	13
2019	Fuera Total	10
2020	Fuera Total	13
2021	Fuera Total	12
Total, Promedio de ocurrencias por año:		13

CAPÍTULO 3 - ALTERNATIVAS PROPUESTAS, GENERADORES.

Las centrales de ciclo simple y ciclo combinado a gas natural que utilizan turbinas para servicio pesado o turbinas de gas aeroderivadas³ están disponibles en varios tamaños y configuraciones para satisfacer los requisitos del sitio y de operabilidad específicos del cliente. Todas las unidades de turbinas de gas pueden funcionar con gas natural y una amplia gama de otros combustibles gaseosos y líquidos con flexibilidad operativa y bajas emisiones.

A continuación, se describe las alternativas a tener en cuenta para la generación eléctrica, detallando las características técnicas de cada máquina.

3.1 Turbinas OPRA OP-16 2MW

Esta alternativa contempla el uso de 3 turbinas de gas de 2 MW cada una, y una de backup [7].

Esta turbina tiene un diseño de eje horizontal, proporciona robustez, fiabilidad, alta eficiencia y bajas emisiones como se observa en la **Tabla 4**. Esta máquina tiene una elevada relación calor/potencia, lo que permite generar altas temperaturas de escape, haciéndola adecuada para aplicaciones de producción combinada de calor.

Tabla 4 – Ficha Técnica Turbina OP16

Desempeño turbogenerador para gas natural* en condiciones ISO

Potencia nominal.	kWe	1.876
Eficiencia eléctrica.	%	25,1
Consumo de combustible.	kJ/s	7.474
Tasa de calor	kJ/kWh	14.343
Flujo de masa de gases de escape	Kg/s	8,98
Temperatura de gases de escape	°C	573
Relación de presión	-	6,7 : 1
Voltaje del generador	kV	Hasta 13,8
Frecuencia	Hz	50/60
Nivel de ruido**	dB (A)	<80 a 1m 3A (Estándar)
Sistemas de combustión disponibles	-	3B (Bajas emisiones) 3C (Combustibles de bajo poder calorífico)
Tiempo entre reacondicionamiento	Horas	42.500

*Múltiples combustibles aceptados GLP, Diesel, Gas Asociado, Biogás, Gas Sintético, Aceite de Pírolisis, etc

**Niveles inferiores están disponibles bajo solicitud

³ Turbina de gas aeroderivadas: Proviene del diseño de turbinas para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales

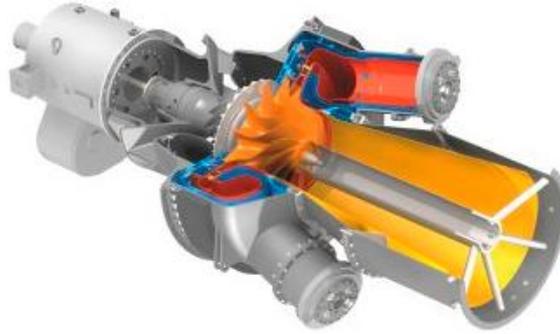


Figura 5 – Turbina OP-16

Además, posee alto rendimiento en todo tipo de emplazamientos como se observa en la **Figura 6**.

Curvas de Desempeño

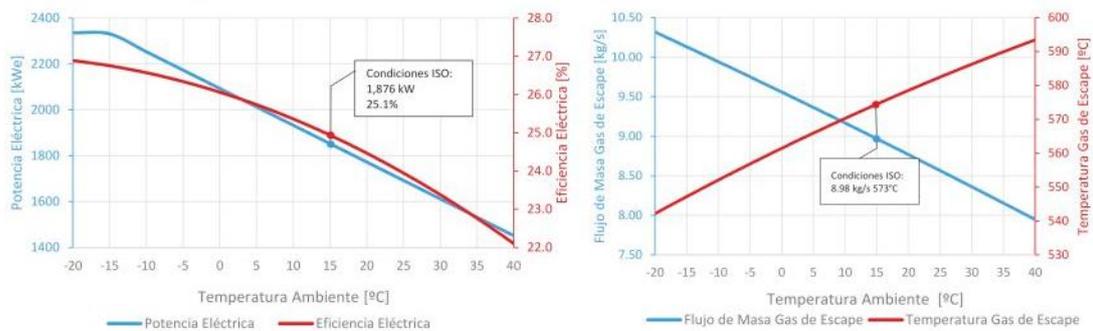


Figura 6 – Curvas de desempeño turbina OP-16

Las dimensiones de la unidad se muestran en la **Figura 7**.

Dimensiones

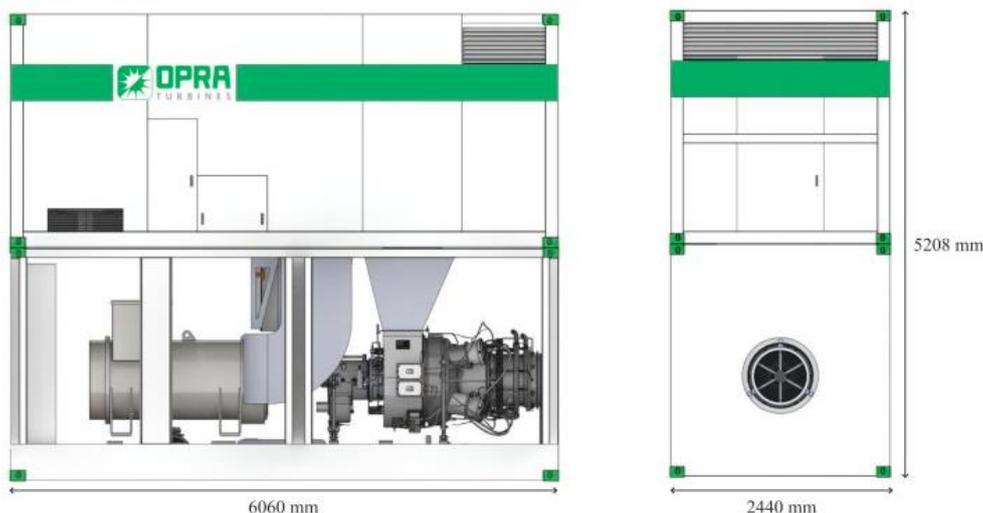


Figura 7 – Dimensiones físicas de turbina OP-16

3.2 Turbina De Gas Siemens SGT-200 6,8 MW

Esta opción contempla el uso de una turbina de gas siemens, la ficha técnica y características se observa en la **Tabla 5** y **Figura 9** respectivamente.

Los datos son obtenidos a través de [8]

Tabla 5 – Ficha Técnica Turbina Siemens SGT-200

Generación de energía	6,75 MWe
Combustible	Gas Natural*
Frecuencia	50/60 Hz
Eficiencia eléctrica	31,5%
Consumo específico	11418 kJ/kWh (10823 BTU/kWh)
Velocidad de la turbina	11053 rpm
Relación de compresión	12,2 : 1
Caudal de gases de escape	29,3 kg/s (64,5 lb/s)
Temperatura de gases de escape	466 °C
Emissiones de NO _x	<25 ppmV

*Otras opciones de combustibles gaseosos, líquidos o duales disponibles

En la **Figura 8** se observa un corte y vista general de la turbina.

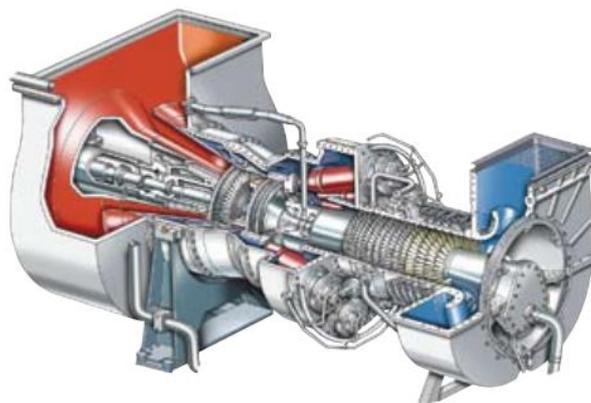


Figura 8 – Turbina Siemens SGT -200

En la **Figura 9** se observan las características, destacando entre ellas el sistema de doble combustible, el tamaño compacto, y la baja relación peso-potencia de la máquina.

General Specifications	Principal Features
<p>Axial Compressor</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 15-stage axial flow subsonic design ■ Variable inlet guide vane and stators ■ Pressure ratio: (ISO) 12.3:1 ■ Airflow: (ISO) 29.0kg/s ■ Nominal speed: 11,050rpm <p>Combustion</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 8 reverse flow tubular combustion chambers ■ Conventional combustion system option <ul style="list-style-type: none"> - 2 retractable high energy ignitors - Cross lighting between chambers ■ Dry Low Emissions (DLE) combustion system option <ul style="list-style-type: none"> - Single high energy ignitor in each chamber ■ Steam injection option for power augmentation <p>Turbine</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2-stage overhung compressor turbine <ul style="list-style-type: none"> - First stage is air-cooled ■ 2-stage high efficiency power turbine <ul style="list-style-type: none"> - Mechanically coupled to compressor turbine <p>Fuel System</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Natural gas - Liquid fuel - Dual fuel ■ Other fuels capability available on request ■ Automatic changeover from primary to secondary fuel at any load <p>Emissions Control</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Single and dual fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system <ul style="list-style-type: none"> - VGV modulation for part load emissions control ■ DLE NOx levels of sub 25ppmVd and 60ppmVd on gas and liquid fuel respectively ■ Steam or water injection for emissions control on conventional combustion 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dual fuel Dry Low Emissions (DLE) combustion system, meeting the latest legislation ■ Site maintainability ■ Alternate rapid core engine exchange option ■ Compressor cleaning both on and off-line ■ Compact size with low weight-to-power ratio ■ Highly competitive cost-to-power ratio with very low installation costs
	<p>Maintenance and Service</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Maintenance on or off site ■ Multiple borescope inspection ports ■ Vertically and horizontally split intake casing ■ Horizontally split compressor casing ■ Combustion chambers, flame tubes and ignitors easily accessible for inspection ■ Hot section inspection on condition <ul style="list-style-type: none"> - typically after 24,000 hours ■ General overhaul on condition <ul style="list-style-type: none"> - gas generator typically after 48,000 hours - power turbine typically after 48,000 hours
	<p>Customer Support</p>

Figura 9 – Características turbina Siemens SGT-200

En la **Figura 10** se puede observar las altas temperaturas que alcanzan los gases de escape. Esto se traduce en energía desaprovechada liberada al aire.

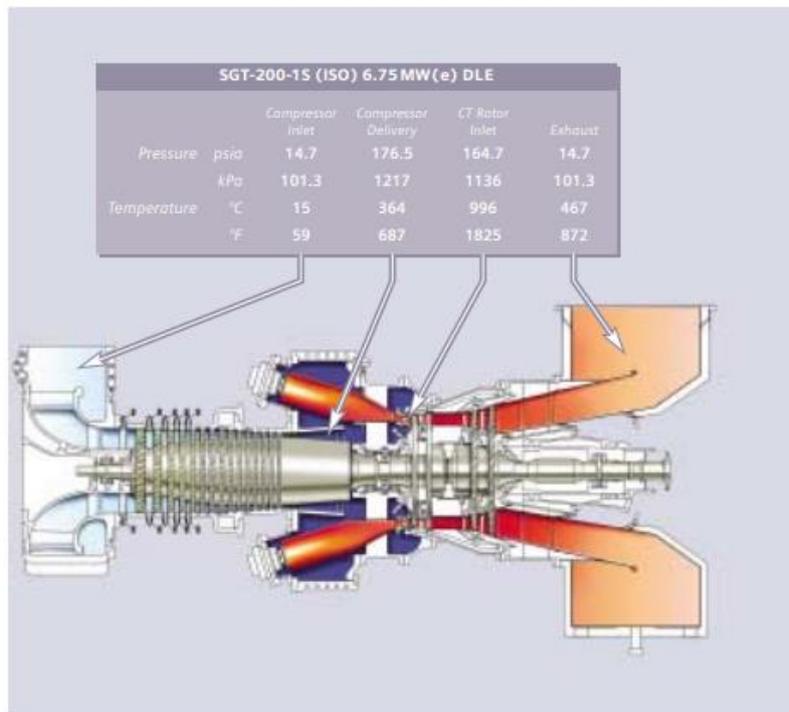


Figura 10 – Temperaturas en la turbina SGT -200

La turbina viene en un módulo compacto donde integra todos sus componentes, las dimensiones del módulo se muestran en la **Figura 11**.

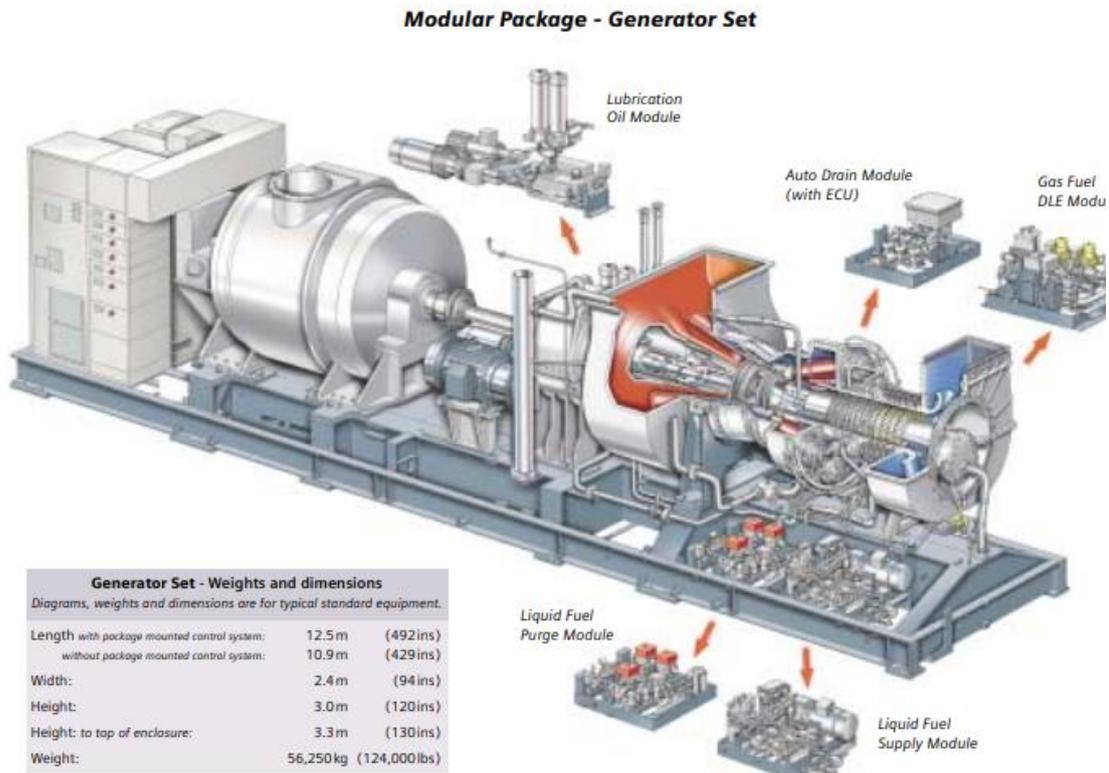


Figura 11 – Dimensiones del módulo SGT-200

La temperatura de admisión depende de la temperatura ambiente del lugar donde se encuentre ubicada la turbina. A menor temperatura la máquina admite una mayor potencia de generación. La **Figura 12** muestra las curvas de desempeño en función de la temperatura de entrada al motor, para una altitud al nivel del mar.

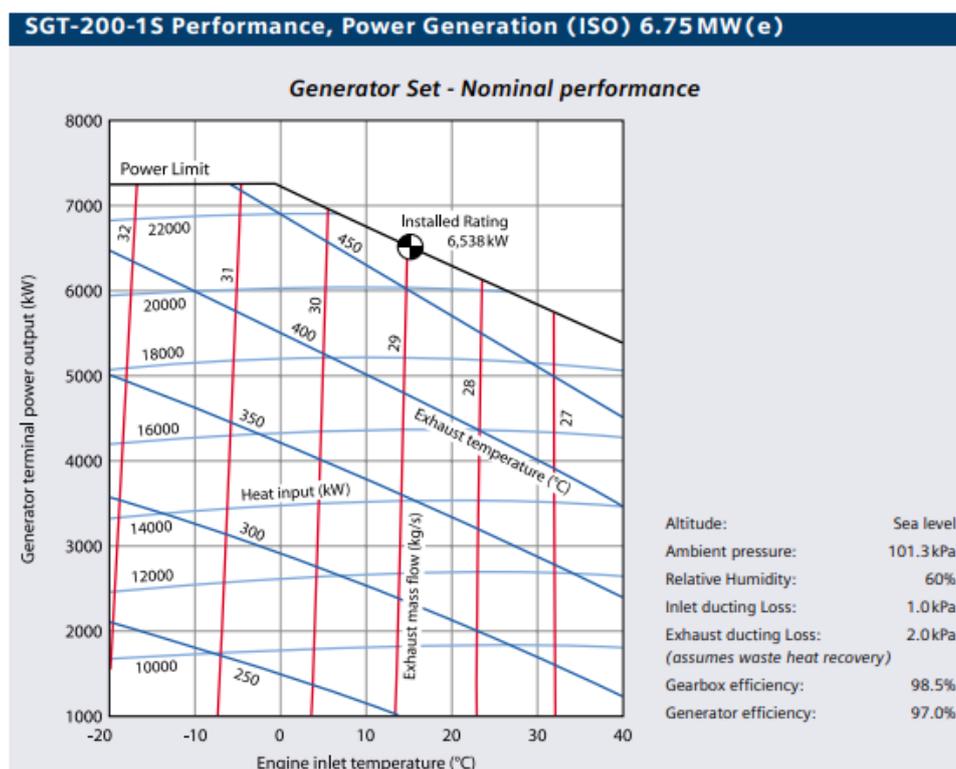


Figura 12 – Curvas de desempeño SGT-200

3.3 Motores Alternativos Siemens EM-86 2MW

Con potencias que van desde 250 kW a 10 MW, los motores recíprocos de gas con flexibilidad de combustible para funcionar con gas natural o con una serie de otros gases, se adaptan bien a suministrar energía, calor y enfriamiento en el lugar para una variedad de aplicaciones comerciales e industriales. Los motores de gas con alta densidad de potencia y alta eficiencia proporcionan una solución confiable con tiempos de inicio rápido y una eficiencia excepcional [9].

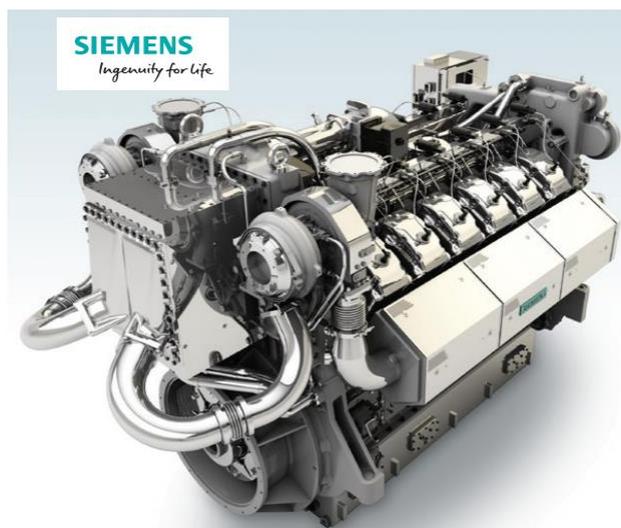


Figura 13 – Motor generador Siemens EM-86

Power generation - CHP	
Power output	2,012 kW
Fuel	Natural gas
Frequency	50 and 60 Hz
Speed	1,200 / 1,500 rpm
Electric efficiency	45.4 %
Thermal efficiency	41 %
Total efficiency	86.4 %
NO _x emissions ¹	500 mg / Nm ³ NO _x

Note 1) Also available at 200 mg/Nm³ NO_x.

Physical dimensions	
Approximate weight	14,515 kg
Length	6.4 m
Width	2.0 m
Height	2.3 m

- Miller cycle
- High efficiency turbocharger
- Dry exhaust manifold
- Electronically carbureted
- New piston design for best perform
- Two circuit cooling system – Main
- Auxiliary cooling variable temperat new concept
- Oil cooler in main circuit
- Direct Drive for 60 Hz (1,200 rpm)
- 90,000 hours for major overhaul
- Double stage intercooler
- Reduced oil consumption
- Emissions control

Supplied as a stand-alone engine, genset or in a fully containerized unit

Best-in-class electrical efficiency in Natural gas E Series: 86 EM: - 2,000 kW

Figura 14 – Características Siemens 86-EM

Tabla 6 – Ficha técnica Siemens 86-EM

SGE 86 EM			
Disposición de cilindros	V 12	Presión media efectiva	19,2 bar
Desplazamiento	86 litros	Eficiencia mecánica	46,6%
Calibre	195 mm	Eficiencia eléctrica	45,4%
Arrastre	240 mm	Eficiencia térmica	43,7%
Ratio de compresión	13,5:1	Eficiencia global	89,1%
Potencia mecánica	2065 kW	Temperatura de escape	352 °C
Potencia eléctrica	2012 kW	NO _x	500 mg/Nm ³
RPM	1500	Frecuencia	50 Hz
Peso	14515 kg	Largo	6,4 m
Altura	2,3 m	Ancho	2,0 m

3.4 Motores Caterpillar G3520C 2MW

Esta alternativa contempla el uso de 3 motores (**Figura 15**) en paralelo y uno de backup. Las características se muestran en la **Tabla 7**.

La ficha técnica se muestra en la **Figura 16**.

Los datos son obtenidos a través de [10]



Figura 15 – Motogenerador CAT G3520C

Tabla 7 – Características generador CAT G3520C

CG3520C			
Disposición de cilindros	V 20	Presión media efectiva	18,1 bar
Desplazamiento	86 litros	Temperatura de escape	513 °C
Calibre	170 mm	Eficiencia eléctrica	43,3%
Arrastre	190 mm	Eficiencia térmica	43,8%
Ratio de compresión	11,3:1	Eficiencia global	87,1%
Velocidad media pistón	9,8 m/s	Escape térmico (+/- 8%)	1576 kW
Potencia eléctrica	2050 ekW	NOx	500 mg/Nm ³
RPM	1500	Frecuencia	50 Hz
Peso	17215 kg	Largo	6,31 m
Altura	2,34 m	Ancho	1,83 m

VELOCIDAD MOTOR (RPM)	1500	COMBUSTIBLE	Gas Nat.
RELACION DE COMPRESION	11,3:1	PCI GAS (MJ/Nm ³)	39
Tº ENTRADA POSTENFRIADOR 1ºSt	92ºC	Nº DE METANO MINIMO	70
Tº ENTRADA POSTENFRIADOR 2ºSt	54ºC	PRESION GN ENTRADA (kPa)	3,4 – 34,5
Tº SALIDA AGUA DE CAMISAS	99ºC	ALTITUD (m)	500
SISTEMA DE ENCENDIDO	ADEM III	TEMPERATURA ATM. (ºC)	25
COLECTOR DE ESCAPE	SECO	EMISIONES NOx (mg/Nm ³)	500

POTENCIAS Y RENDIMIENTOS

	Notas		100%	75%	50%
POTENCIA AL FRENO	(1)	bkW	1933	1450	1018
POTENCIA ELÉCTRICA ($\cos\phi=0,8$)	(2)	ekW	1873	1405	982
RENDIMIENTO DEL MOTOR (ISO 3046/1)	(3)	%	40,3	39,0	37,2
RENDIMIENTO ELECTRICO (ISO 3046/1)		%	39,4	38,0	36,1
RENDIMIENTO DEL MOTOR (NOMINAL)	(3)	%	39,3	38,0	36,3
RENDIMIENTO TERMICO	(4)	%	46,1	46,6	47,6
RENDIMIENTO TOTAL	(5)	%	85,4	84,6	84,0

DATOS DEL MOTOR

	Notas		100%	75%	50%
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (ISO 3046/1)	(6)	MJ/bkWh	8,93	9,24	9,67
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (NOMINAL)	(6)	MJ/bkWh	9,15	9,47	9,91
CAUDAL VOLUMETRICO DE AIRE (0ºC 101,3 kPa)	(7)	Nm ³ /bkWh	4,04	4,10	4,25
CAUDAL MASICO DE AIRE	(7)	kg/bkWh	5,22	5,29	5,49
PRESION DESPUES DEL COMPRESOR		KPAa	328	256	185
TEMPERATURA DESPUES DEL COMPRESOR		ºC	192	159	107
TEMPERATURA DESPUES DEL ENFRIADOR		ºC	56	55	54
PRESION EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(8)	KPAa	280	215	158
TEMPERATURA EN EL COLECTOR DE ADMISIÓN	(9)	ºC	58	57	57
TIMING	(10)	ºBTDC	16	16	16
TEMPERATURA DE ESCAPE	(11)	ºC	513	537	559
CAUDAL VOLUM. GASES ESCAPE (0ºC, 101,3 kPa)	(12)	Nm ³ /bkWh	4,30	4,37	4,53
CAUDAL MASICO GASES ESCAPE	(12)	kg/bkWh	5,41	5,49	5,70
MAXIMA RESTRICCION ADMISION	(13)	kPa	2,30	1,38	0,67
MAXIMA RESTRICCION ESCAPE	(13)	kPa	4,60	2,75	1,33

EMISIONES

	Notas		100%	75%	50%
NOx (como NO ₂) (corr. 5% O ₂ base seca)	(14)	mg/Nm ³	500	500	500
CO (corr. 5% O ₂ base seca)	(15)	mg/Nm ³	1490	1415	1347
THC (corr. 5% O ₂ base seca)	(15)	mg/Nm ³	1866	2042	2135
NMHC (corr. 5% O ₂ base seca)	(15)	mg/Nm ³	381	416	435
CO ₂ (corr. 5% O ₂ base seca)	(15)	g/Nm ³	215,9	216,1	215,6
O ₂ en gases (base seca)	(16)	%	9,0	8,9	8,7
LAMBDA	(16)		1,64	1,61	1,60

Figura 16 – Ficha técnica generador CAT G3520C

3.5 Análisis de alternativas.

Para la elección del generador se tiene en cuenta los siguientes factores.

- Costo por adquisición (inversión inicial).
- Costo por mantenimiento.
- Costo de generación por MW.h.
- Fiabilidad técnica.

El uso de turbinas de gas conlleva una alta inversión inicial, además de requerir de personal calificado e instalaciones adecuadas. Para obtener el máximo rendimiento de las turbinas de gas es necesario instalaciones adicionales para la cogeneración o recuperación de energía a partir de las altas

temperaturas de los gases de escape, esto conlleva a un aumento considerable del costo del proyecto.

Resulta más factible el empleo de motogeneradores a gas, debido a un menor coste inicial sin necesidad de instalaciones especiales, además de ser más fiables que una turbina de gas y la facilidad de su mantenimiento.

Las alternativas 3 y 4 son motores que tienen revoluciones mucho menores que las turbinas de gas, y los gases de escape tienen una menor temperatura de salida, por lo que aprovechan mejor la energía consumida.

3.6 Costos de generación.

3.6.1 Caso Motogenerador Siemens

A partir de los siguientes datos se calcula el consumo de combustible por hora y el costo de generación por kWh y por MWh.

- Consumo de combustible: $9683,3 \frac{BTU \cdot 1000}{h}$
- Precio del gas natural en boca de pozo: [11] $2,80 \frac{U\$S}{MMBTU}$
- Potencia del generador: 1200 kW

Mediante la ecuación (1) se obtiene el flujo de combustible, el consumo específico con la ecuación (2), y el precio de generación por kWh se calcula con la ecuación (3).

Los resultados se observan en la **Tabla 8**.

$$f = \frac{\text{consumo esp} \cdot \text{potencia} \cdot 28,52}{10^6} \quad (1)$$

$$\text{consumo esp} = \frac{\text{flujo de combustible} \cdot 1000}{\text{potencia}} \quad (2)$$

$$\text{precio de generación} = \frac{\text{consumo esp} \cdot \text{precio del gas}}{10^6} \quad (3)$$

Tabla 8 – Resumen cálculo de precio de generación Siemens

Generador Siemens – 1200 kW		
Potencia	1200	kW
Precio del gas en boca de pozo	2,8	$\frac{U\$S}{MMBTU}$
Consumo de combustible	9683,3	$\frac{BTU.1000}{h}$
Consumo específico	8069,42	$\frac{BTU}{kWh}$
Flujo de combustible	276,17	$\frac{m^3}{h}$
Precio del kWh	0,02259	$\frac{U\$S}{kWh}$
Precio del MWh	22,59	$\frac{U\$S}{MWh}$

3.6.2 Caso Motogenerador CAT.

A partir de los siguientes datos se calcula el consumo de combustible por hora y el costo de generación por kWh y por MWh.

- Consumo específico: $9763 \frac{BTU}{kWh}$
- Precio del gas natural en boca de pozo [11]: $2,80 \frac{U\$S}{MMBTU}$
- Potencia del generador: $2050 kW$

Mediante la ecuación (4) se obtiene el flujo de combustible, el consumo específico con la ecuación (5), y el precio de generación por kWh se calcula con la ecuación (6).

Los resultados se observan en la **Tabla 9**.

$$f = \frac{\text{consumo esp} \cdot \text{potencia} \cdot 28,52}{10^6} \quad (4)$$

$$\text{consumo esp} = \frac{\text{flujo de combustible} \cdot 1000}{\text{potencia}} \quad (5)$$

$$\text{precio de generación} = \frac{\text{consumo esp} \cdot \text{precio del gas}}{10^6} \quad (6)$$

Tabla 9 – Resumen cálculo de precio de generación CAT.

Generador CAT. – 2050 kW		
Potencia	2050	kW
Precio del gas en boca de pozo	2,8	$\frac{U\$S}{MMBTU}$
Consumo de combustible	17595,15	$\frac{BTU.1000}{h}$
Consumo específico	8583	$\frac{BTU}{kWh}$
Flujo de combustible	501,81	$\frac{m^3}{h}$
Precio del kWh	0,02403	$\frac{U\$S}{kWh}$
Precio del MWh	24,03	$\frac{U\$S}{MWh}$

Ambos casos presentan un costo de generación similar. La principal diferencia entre las alternativas **3.3** y **3.4** radica en la cantidad de unidades necesarias para cubrir la potencia solicitada.

La alternativa que contempla 3 unidades motogeneradores Caterpillar presenta una ventaja respecto a las 4 unidades Siemens necesarias.

Es por este motivo que se opta por 3 generadores modelo CAT CG3520C más una unidad de backup. Además, estos modelos están preparados para el funcionamiento en modalidad de isla.

CAPITULO 4 - ALTERNATIVAS DE TRANSFORMADORES

Para la elección de los transformadores se analiza las siguientes alternativas, mostradas en la **Tabla 10** y **Tabla 11**.

Tabla 10 – Transformadores Tadeo Czerweny

Transformador c/tanque de expansión – Relación 13,2 +/- 2x2,5% / 0,4 kV

Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa (Kg)	Precio U\$S
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Trocha		
1250	2300	13800	5	2200	1250	2150	1000	3700	22.000
1600	2700	17000	6	2400	2200	2100	1000	4300	34.000
2000	3000	21500	6	2500	2500	2200	1000	5300	45.000

Tabla 11 – Transformadores Miron

Transformador c/tanque de expansión – Relación 13,2 +/- 2,5% +/- 5% / 0,4 kV

Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)			Vol Aceite (L)	Masa (Kg)	Precio U\$S
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto			
1250	2300	13800	5	2350	1800	2400	700	3700	13.000
1600	2700	17000	6	2400	2200	2500	1000	4650	23.250
2000	3000	21500	6	2500	2550	2600	1250	5300	25.000

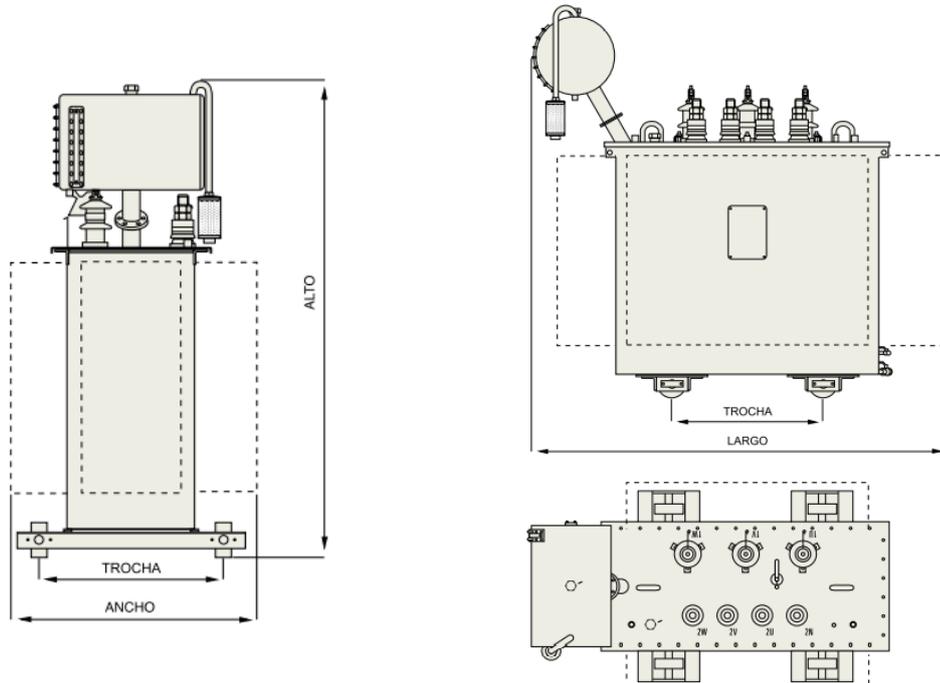


Figura 17 – Dimensiones del transformador

4.1 Elección de potencia nominal de transformadores.

Para la elección de la potencia de los transformadores se toma en cuenta las siguientes pautas.

- Ante la salida de servicio del transformador de mayor tamaño, el resto debe soportar en sobrecarga admitida por norma un porcentaje determinado de la potencia total, pudiendo quedar en sobrecarga durante un tiempo admisible por norma. Estos valores se muestran en la **Tabla 12**
- Se toma un 5% el valor del costo del transformador en concepto de repuestos.
- Se toma un 35% del valor del costo del transformador en concepto de elementos conexos como interruptores, seccionadores, instrumentos, barras, etc.
- El sistema debe representar la opción más barata, tomando como referencia las pautas citadas.

En la **Tabla 14** se muestran los resultados de dicho análisis.

Tabla 12 – Tiempo de sobrecarga de los transformadores

Potencia permanente anterior	Sobrecarga en los transformadores de aceite					
	Temperatura del refrigerante	Tiempo de sobrecarga admisible en función de la potencia nominal				
		°C	0,1	0,2	0,3	0,4
% Nominal		Min.	Min.	Min.	Min.	Min.
50	55	180	90	60	30	15
75	68	120	60	30	15	18
90	78	60	30	15	8	4

Para todos los casos se considera que la potencia permanente anterior de los transformadores es del 90% de la capacidad de generación, es decir 5400 kVA. A partir de esto se obtiene los siguientes resultados, mostrados en la **Tabla 13**.

Tabla 13 – Tiempo máximo en condición de sobrecarga

Alternativa	Potencia suministrada ante la caída de servicio de un transformador	Potencia aportada en condición de sobrecarga	Tiempo máximo en condición de sobrecarga
5 x 1250 kVA	83,3%	+20%	30 min.
4 x 1600 kVA	80%	+25%	15 min.
3 x 2000 kVA	66,6%	+50%	4 min.

Tabla 14 – Costos de adquisición de transformadores.

Alternativa	Transformador	Potencia	Cantidad	Costo
Costo 1	Tadeo Czerweny	1250 kVA	5	U\$S 149.600
Costo 2	Tadeo Czerweny	1600 kVA	4	U\$S 185.300
Costo 3	Tadeo Czerweny	2000 kVA	3	U\$S 184.500
Costo 4	Miron	1250 kVA	5	U\$S 88.400
Costo 5	Miron	1600 kVA	4	U\$S 126.713
Costo 6	Miron	2000 kVA	3	U\$S 102.500

4.2 Análisis de las ofertas.

El costo real del transformador está dado por el aporte del costo de adquisición más las pérdidas dadas a lo largo de toda su vida útil. Este valor está dado por la ecuación (7)

$$C_r = C_a + (B \cdot W_t \cdot p) \quad (7)$$

Donde:

W_t : pérdida total de energía, que está dada por la ecuación (8)

C_r : Costo real

C_a : Costo de adquisición

B : Coeficiente que representa el valor presente de las anualidades, este valor está dado por la ecuación (9)

p : precio del Kwh

$$W_t = (T_u \cdot P_{fe}) + (A \cdot P_{cc}) \quad (8)$$

$$B = \frac{100}{r} \cdot \left\{ 1 - \frac{1}{\left[1 + \frac{r}{100} \right]^T} \right\} \quad (9)$$

T_u : horas del año que el transformador está conectado.

P_{fe} : Pérdidas en el hierro.

P_{cc} : Pérdidas en el cobre a potencia nominal del transformador.

A : Número de horas anuales equivalentes de funcionamiento a plena carga.

r : Tasa de amortización anual en valores absolutos, se toma un 30%

T : Vida útil del transformador expresados en años, se toma 25 años.

Los resultados de dicho análisis se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15 – Costos reales de alternativas transformadores

Alternativa	Transformador	Potencia	Cantidad	Costo real
C_r 1	Tadeo Czerweny	1250 kVA	5	U\$S 159.320
C_r 2	Tadeo Czerweny	1600 kVA	4	U\$S 194.611
C_r 3	Tadeo Czerweny	2000 kVA	3	U\$S 193.665
C_r 4	Miron	1250 kVA	5	U\$S 98.120
C_r 5	Miron	1600 kVA	4	U\$S 136.023
C_r 6	Miron	2000 kVA	3	U\$S 111.665

La opción más conveniente en cuanto a costos es la alternativa número 4, consiste en 5 transformadores de 1250 kVA puestos en paralelo, marca Miron. Esta alternativa presenta una desventaja. El empleo de 5 transformadores en paralelo aumenta considerablemente la corriente de cortocircuito en el cálculo. Esta opción necesita de protecciones acorde a los niveles de corriente de cortocircuito alcanzadas.

Teniendo en cuenta esta consideración, la mejor alternativa es la número 6, empleando 3 transformadores trifásicos de 2000 kVA marca Miron.

CAPÍTULO 5 - MODELADO DE CARGAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO TRIFÁSICO.

La carga es un elemento conectado al sistema eléctrico que consume energía. El modelo de carga dinámica expresa la potencia para cualquier instante de tiempo como una función del voltaje y frecuencia. Las cargas se clasifican parcialmente como:

- Lineales y no lineales
- Eléctricas y electromecánicas
- Determinísticas o aleatorias.

Para el caso del proyecto, la planta generadora entrega potencia a una gran cantidad de cargas puntuales distribuidas dentro del yacimiento, esto se logra a través de 4 líneas de transmisión principales, y líneas de transmisión secundarias que se derivan de cada línea principal. En la Figura 18 se observa un trayecto de una línea principal con tres derivaciones.

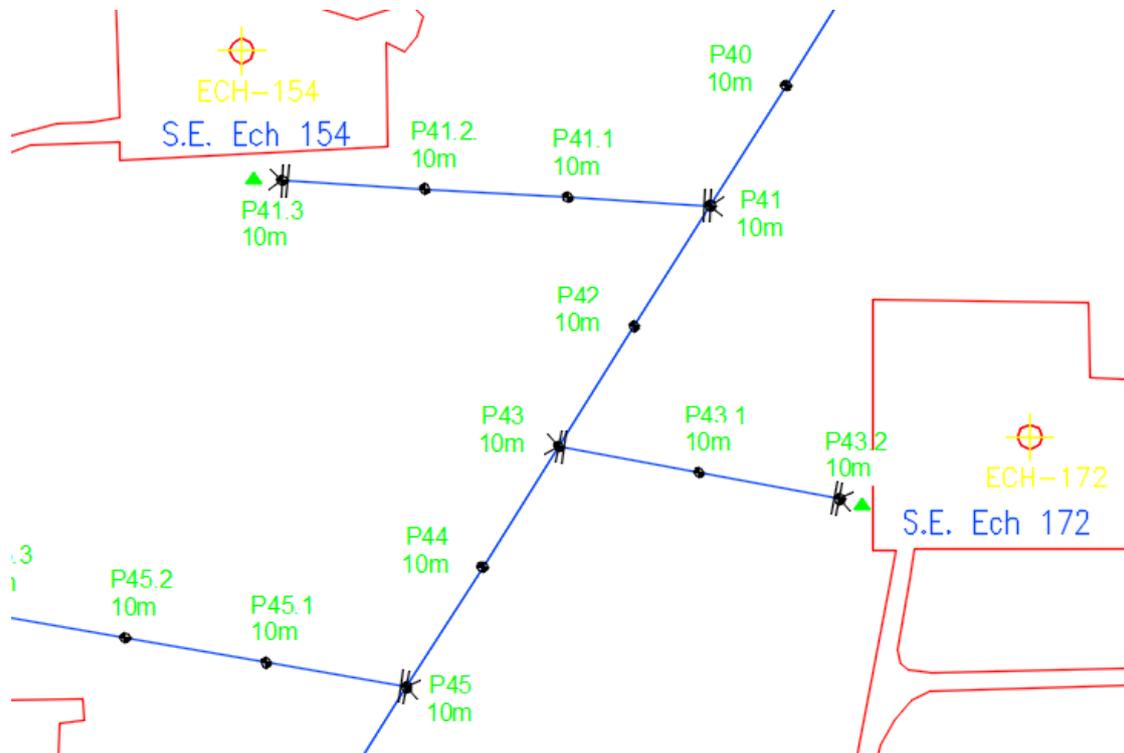


Figura 18 – Tramo de línea principal con 3 derivaciones

5.1 Modelo Estacionario genérico de una carga.

Para obtener una representación de la carga total de cada una de las 4 líneas principales, se tomará como simplificación, que todas las cargas puntuales de una de las salidas, se encuentren en el extremo final de la línea.

Luego se obtiene una medición de potencia consumida vista desde la salida de la estación transformadora elevadora, representando así la totalidad de las cargas conectadas.

De esta misma manera se proceda para las tres salidas restantes de la planta, obteniendo los siguientes datos de mediciones promedio **Tabla 16**.

Tabla 16 – Potencias de cada salida vista desde la planta

Salida	Consumo Potencia Activa [kW]	Potencia Aparente [kVAr]
Salida N° 1	1200	1333
Salida N° 2	200	222,22
Salida N° 3	800	888,89
Salida N° 4	900	1000

5.1.1 Representación mediante Impedancia constante.

Este modelo representa la carga mediante una impedancia constante o una admitancia constante, es utilizado en estudios de estabilidad transitoria, aunque no es muy utilizado en los flujos de carga debido a que las cargas reales no se comportan como impedancias constantes respecto a los cambios de tensiones, en especial los motores.

La representación mediante impedancias se muestra en la Ecuación (10).

$$Z_c = R_c + jX_c = \frac{V_c^2 * P_c}{S_c^2} - j \frac{V_c^2 * Q_c}{S_c^2} \quad (10)$$

Donde:

Z_c: Impedancia de carga.

R_c: Resistencia de carga.

X_c: Reactancia de carga.

V_c: Tensión nominal en bornes de la carga.

P_c: Potencia Activa de la carga.

Q_c: Potencia Reactiva de la carga.

S_c: Potencia Aparente.

Los resultados obtenidos son:

$$Z_1 = 73,044 + j35,304 \Omega$$

$$Z_2 = 438,92 + j12,88 \Omega$$

$$Z_3 = 109,73 + j53,082 \Omega$$

$$Z_4 = 97,34 + j47,15 \Omega$$

5.1.2 Representación mediante Potencia aparente constante.

Es la representación más severa, porque amplifica las oscilaciones de tensión, al disminuir la tensión la corriente aumenta, lo que produce una caída de tensión adicional, aumentando en mayor medida la caída de tensión total.

Este modelo representa los grandes consumos visto desde la Planta y estación transformadora. Los valores de potencia activa y reactiva se obtienen a partir de mediciones y se representan mediante curvas de demanda.

Como las cargas no presentan variaciones significativas entre picos y valles, ya que la mayoría de las cargas son estáticas y se encuentran en funcionamiento permanente, se puede obtener una potencia promedio de ellas.

En este modelo, la potencia activa P y la potencia reactiva Q se toman como constantes. Este es la representación de cargas más usada para el estudio de flujos de carga.

Tabla 17 – Representación de las cargas mediante potencia aparente constante

Salida	Potencia Aparente S [MVA]	Potencia Activa P [MW]	Potencia Reactiva Q [MVar]
Línea 1	1,333	1,200	0,580
Línea 2	0,222	0,200	0,097
Línea 3	0,888	0,800	0,387
Línea 4	1,0	0,900	0,436

5.2 Modelo equivalente de las líneas.

Para la representación del modelo de las líneas de transmisión se tomará en cuenta únicamente la línea principal, no se considerarán las líneas derivadas de ésta. La longitud corresponde a la distancia total hasta el último poste de retención principal.

Estas distancias se obtienen a partir de mediciones en el plano general del yacimiento, y las características de la línea a partir de un relevamiento de campo.

Los conductores de las líneas principales se encuentran a 10 metros del suelo, son de aluminio, tienen una sección de 95 mm^2 y están dispuestos de manera coplanar horizontal, con una separación entre ellos de 0,6 m como se muestra en la **Figura 19**.

Estos datos sirven para establecerlos en el software de cálculo ETAP, y así obtener valores de línea característicos.

Tabla 18 – Longitud de las líneas

Salida	Longitud [km]	Sección [mm²]
Línea 1	7,296	95
Línea 2	2,200	95
Línea 3	5,200	95
Línea 4	9,576	95



Figura 19 – Disposición de líneas aéreas.

CAPÍTULO 6 - ESQUEMA ELÉCTRICO.

La adopción del esquema eléctrico está impuesta por la confiabilidad y flexibilidad que ésta pueda brindar, además de la oportunidad de que pueda ampliarse.

Las conexiones eléctricas de una estación transformadora pueden realizarse con una barra a la que se conectan las ramas o conectando las ramas a través de interruptores.

Las características más importantes en la selección del tipo de conexión son la simplicidad, uniformidad, flexibilidad, seguridad, confiabilidad, mantenimiento y bajo costo, se obtendrá una solución de compromiso entre ellos.

6.1 Doble juego de barras y acoplamiento transversal.

El esquema indicado se utiliza en instalaciones de importancia, requiriendo mayor equipamiento que los sistemas anteriores. Este esquema de E.T. posibilita incrementar notablemente la flexibilidad operativa, elevando el costo final de la instalación.

Ventajas:

- Cada salida puede conectarse indistintamente a cada una de las barras
- En caso de una avería en una de las barras, se produce una interrupción parcial y momentánea del servicio dado que inmediatamente se pueden transferir las líneas a la otra barra
- Permite efectuar el mantenimiento de una barra y seccionador de barra sin interrupción del servicio
- El interruptor de acoplamiento puede utilizarse como reserva de los interruptores de línea, siendo posible la transferencia o no de las protecciones dado que ello depende de la filosofía de diseño de la E.T.

Desventajas:

- El mantenimiento del interruptor implica sacar de servicio la salida correspondiente

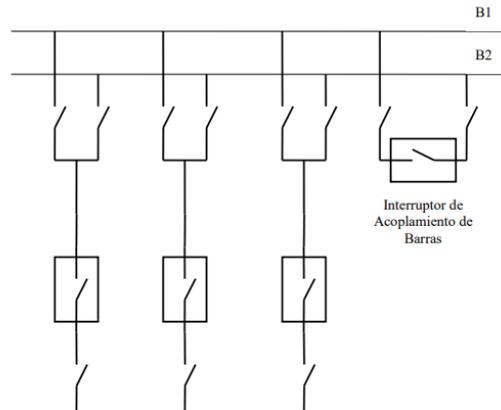


Figura 20 – Esquema doble juego de barras y acoplamiento transversal

6.2 Esquema de barra simple

Es el esquema más sencillo de todos, presenta las siguientes ventajas:

- Instalación simple y económica
- Maniobras sencillas
- Circuitos auxiliares simples
- Reducido espacio de instalación

Desventajas:

- Una falla en barras o la necesidad de mantenimiento de la misma, produce la interrupción total del servicio
- El mantenimiento del interruptor, implica sacar de servicio la salida correspondiente
- Sin flexibilidad operativa
- La falla de un interruptor o de la protección que actúa sobre el mismo ante una falla en línea, interrumpe totalmente el servicio.

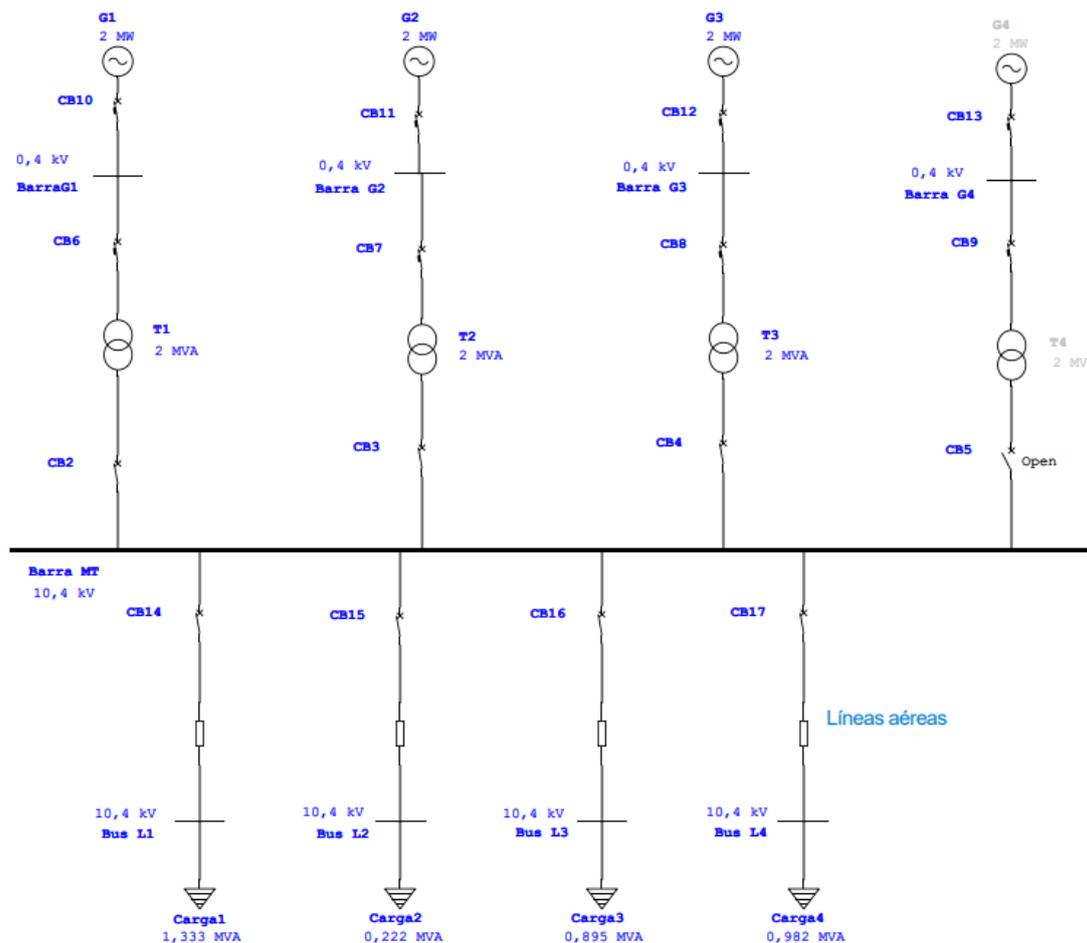


Figura 21 – Esquema de barra simple

6.3 Único juego de barra partida, con interruptor de acoplamiento.

En este esquema la barra está dividida por un seccionador o interruptor con seccionadores adyacentes.

Ventajas:

- Una falla en barra, en el interruptor de una salida produce solamente la interrupción parcial del servicio.
- Este sistema puede operar en funcionamiento normal como dos sistemas independientes con dos fuentes de alimentación.
- Mejora la posibilidad de mantenimiento respecto al de la barra simple.

Desventajas:

- Las salidas no pueden transferirse de barras.
- El mantenimiento de algún interruptor implica sacar de servicio la línea correspondiente.
- El mantenimiento de las barras o seccionadores implica la interrupción parcial del servicio.

- En caso de ser necesario el acoplamiento de las barras, el sistema queda en las mismas condiciones que el esquema de juego de barras simples.

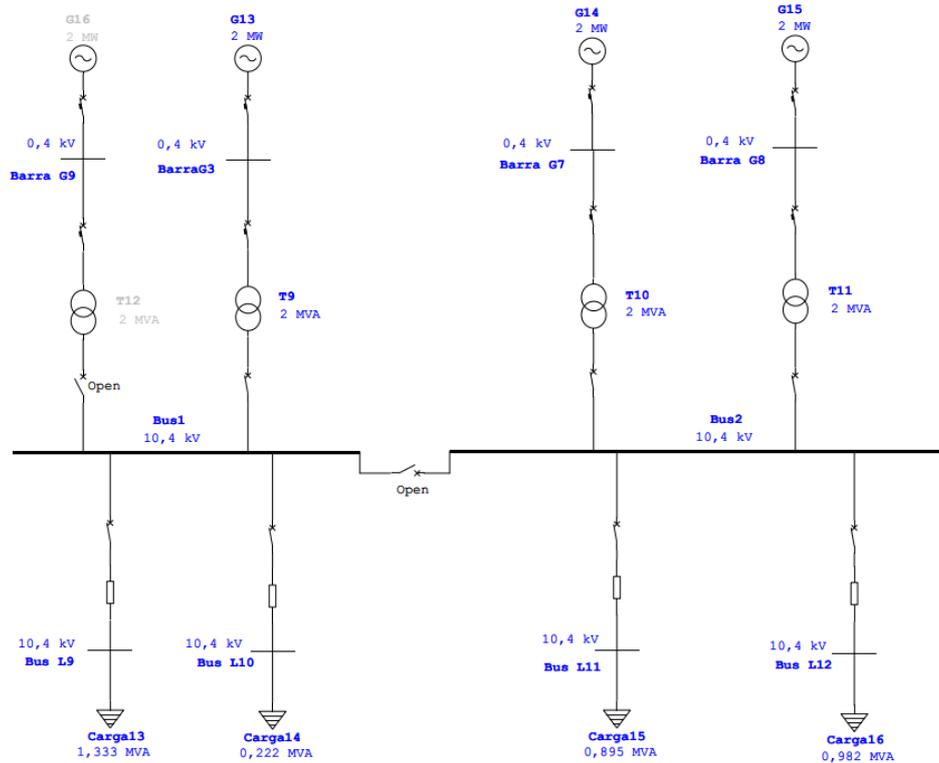


Figura 22 – Esquema de único juego de barra partida, con interruptor de acoplamiento

La elección del esquema no solo dependerá de las ventajas y desventajas entre ellos, sino también se tendrá en cuenta los análisis de flujo de carga en operación normal y anormal, y las características de cortocircuito.

CAPÍTULO 8 - ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

Para el diseño del sistema de generación no solo se contempla las corrientes nominales de servicio, sino también se considera las sobrecorrientes debidas a cortocircuitos y sobrecargas. Se entiende por cortocircuito el camino conductor accidental o intencionado entre dos o más partes conductoras, que fuerza a que la diferencia de potencial entre ellas sea igual o próxima a cero [12].

Cuando se opera las redes eléctricas de potencia, en condición normal, se tiene que:

- a) Las corrientes eléctricas siguen los caminos previstos;
- b) La tensión en cada nodo, no excede ni cae por debajo de los valores predeterminados.
- c) La frecuencia no se aparta de la nominal, más de lo tolerado.
- d) Los flujos de energía tienen los sentidos establecidos y los valores calculados; etc.

Inevitablemente en ciertos momentos, se producen perturbaciones caracterizadas por desviaciones, importantes en mayor o menor grado, respecto a las condiciones normales; las causantes de estas pueden ser fallas de aislación, desbalance entre potencia generada vs potencia consumida, caídas de tensión, pérdidas de estabilidad, etc.

Las corrientes de cortocircuitos se caracterizan por un incremento prácticamente instantáneo y varias veces superior a la corriente nominal. Cuando en una red de energía se produce un fallo, la corriente que circula viene determinada por la fuerza electromotriz de las máquinas de la red, por sus impedancias y por las impedancias de la red entre las máquinas y el fallo.

Las corrientes de cortocircuito son muy superiores a las corrientes de carga en condiciones normales de servicio, y producen esfuerzos térmicos y electrodinámicos muy importantes sobre los distintos componentes de las instalaciones, pudiendo provocar daños irreparables sobre los componentes de las instalaciones sino son eliminadas rápidamente. Por lo tanto, el conocimiento de las mismas, en los distintos puntos de la instalación, será indispensable para el diseño de los distintos componentes como ser: barras, cables, dispositivos de maniobra y protección, etc.

Para el correcto diseño de la instalación y elección de dispositivos de protección se debe conocer los valores de corriente de cortocircuito máximas y mínimas en los distintos niveles. Se considera los siguientes factores:

- Generación.
- Configuración de la red.
- Tipo de falla
- Resistencia de falla.

A partir de considerar distintos valores a cada uno de estos ítems mencionados, se pueden obtener todos los valores posibles de la corriente de

cortocircuito, desde su valor máximo hasta su valor mínimo. Particularmente son de mayor importancia obtener estos dos últimos ya que establecen condiciones de diseño y regulación en los distintos elementos que componen una instalación eléctrica.

7.1 Método de las componentes simétricas.

Este método está basado en el teorema de Fortescué y permite analizar fallas en sistemas trifásicos de tipo asimétricas. Consiste en que cualquier sistema desbalanceado de N fasores, puede ser resuelto como la suma de N sistemas de fasores balanceados, llamados componentes simétricas de los fasores originales.

Los fasores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de fasores que son: un sistema de secuencia positiva (**Figura 23**), un sistema de secuencia negativa (**Figura 24**), y otro de secuencia cero (**Figura 25**), que sumados vectorialmente dan como resultado el sistema de fasores desbalanceado original [13].

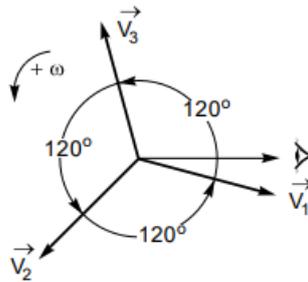


Figura 23 – Componentes de secuencia positiva.

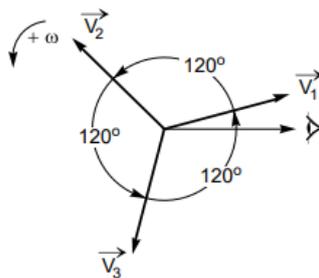


Figura 24 – Componentes de secuencia negativa.

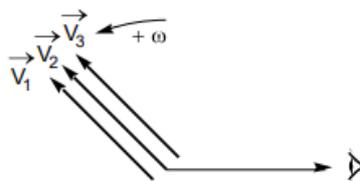


Figura 25 – Componentes de secuencia cero.

El operador a es un operador vectorial que consiste en aplicar un giro de $+2\pi/3$ sobre el vector que se realiza la operación, a^2 hace girar el vector un ángulo equivalente a $-2\pi/3$, a^3 hace girar el vector un ángulo de 2π equivalente a cero grados.

Empleando este operador en los diagramas fasoriales de secuencia positiva, negativa, y cero se tiene:

$$\begin{aligned} V_{b1} &= a^2 V_{a1} \\ V_{b2} &= a V_{a2} \\ V_{b0} &= V_{a0} \\ V_{c1} &= a V_{a1} \\ V_{c2} &= a^2 V_{a2} \\ V_{c0} &= V_{a0} \end{aligned} \quad (11)$$

Las ecuaciones para los vectores de secuencia de fase se pueden representar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b &= V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \\ V_c &= V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \end{aligned} \quad (12)$$

Se puede expresar en forma matricial:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \\ [A] &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (13)$$

Premultiplicando ambos lados de la igualdad por A^{-1} se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (14)$$

De esta manera se puede obtener los valores de secuencia de cualquier sistema trifásico.

Aplicando lo mismo para las corrientes se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (15)$$

En los sistemas trifásicos la corriente de neutro es:

$$\begin{aligned}
 I_n &= I_a + I_b + I_c \\
 I_{a0} &= \frac{1}{3} \cdot (I_a + I_b + I_c) \\
 I_n &= 3 \cdot I_0
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

7.2 Impedancias de secuencias.

En los sistemas desequilibrados las cargas de las 3 fases no son iguales, es necesario determinar todos los parámetros eléctricos para cada una de las fases.

Empleando el método de las componentes simétricas se obtiene la respuesta de cada elemento del sistema en una fase. De esta manera se aplica los resultados obtenidos al resto de las fases, resolviendo sistemas asimétricos y desequilibrados.

Los circuitos equivalentes se denominan circuitos de secuencia, son tres circuitos monofásicos equivalentes e individuales, en forma de circuitos de secuencia homopolar o secuencia cero, de secuencia directa o positiva, y de secuencia inversa o negativa.

Cada circuito contiene impedancias de cara, transformadores, líneas de transmisión, máquinas síncronas y asíncronas.

Los distintos elementos de un circuito pueden comportarse de manera diferente para cada una de las secuencias, por lo que se de usar una impedancia adecuada para cada uno de los tres circuitos de secuencia. [14]

Generalmente en redes de alimentación, transformadores, líneas de transmisión, cables y máquinas, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales $Z_{(1)} = Z_{(2)}$

La impedancia homopolar $Z_{(0)}$ se determina haciendo circular una tensión monofásica entre los conductores en paralelos y el circuito de retorno como un hilo de guarda, malla protectora en cables, o puesta a tierra. El conjunto de las tres corrientes homopolares circulara por el circuito de retorno. [12]

Se obtuvo las impedancias de secuencia de los generadores a partir de la ficha técnica del alternador provista por el fabricante. En la **Figura 26** se observa la reactancia subtransitoria directa, reactancia de secuencia inversa y la reactancia de secuencia cero. Estos valores corresponden para 50 Hz y una potencia de 2000 kVA.

En los transformadores de tensión, las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales debido a que para ambas secuencias, los flujos circulan por el mismo circuito magnético. Se pueden calcular a partir de los datos técnicos suministrados por el fabricante y mediante las siguientes ecuaciones.

$$\begin{aligned}
 Z_T &= \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \\
 R_T &= \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2}
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

Donde:

- u_{Rr} : Tensión de cortocircuito en valores por unidad.
- U_{rT} : Tensión nominal del transformador del lado de alta o baja.
- S_{rT} : Potencia nominal del transformador.
- u_{Rr} : Componente resistiva nominal de la tensión de cortocircuito en valores por unidad.
- P_{krT} : Pérdidas del transformador en los devanados a la corriente nominal.
- I_{rT} : Corriente nominal del transformador en el lado de alta o baja

La resistencia en grandes transformadores es tan pequeña que puede considerarse despreciable y solo tener en cuenta la reactancia del transformador. La resistencia se tiene en cuenta para los cálculos cuando se desea obtener la componente continua o el valor cresta de la corriente de cortocircuito.

CATERPILLAR

SR4B GENERATORS - 820 STANDBY

50 Hz 1500 rpm				
Frame	822	824	825	826
Voltage	400	400	400	400
Ratings				
130° C Rise				
kV•A	1500	1750	2000	2250
kW	1200	1400	1600	1800
Eff (%)	96.1	96.1	96.1	96.2
Reactances (per unit)				
Subtransient-Direct Axis X''_d	0.21446	0.23086	0.21571	0.17852
Subtransient-Quadrature Axis X''_q	0.19644	0.20189	0.18984	0.15694
Transient Saturated X'_d	0.30461	0.30392	0.28679	0.25115
Synchronous Direct Axis X_d	4.03704	3.87261	3.75842	3.68201
Synchronous Quadrature Axis X_q	1.90599	1.83800	1.78033	1.73036
Negative Sequence X_2	0.20545	0.21638	0.20277	0.16773
Zero Sequence X_0	0.00452	0.00539	0.07526	0.04502

Figura 26 – Reactancias de secuencia del generador

En los transformadores las reactancias de secuencia cero tienen los mismos valores que la reactancia de secuencia positiva y negativa, excepto en caso de los transformadores tipo acorazado.

La impedancia de secuencia cero dependerá del grupo de conexión de los transformadores, la corriente de secuencia cero no fluye si el neutro del transformador no está conectado a tierra. Cuando dicha corriente no fluye se considera una impedancia homopolar igual a infinito.

En la **Figura 27** se observa el esquema unifilar correspondiente según el grupo de conexión y puesta a tierra [13].

Conexión			Esquema unifilar equivalente	Valor de la reactancia homopolar del transformador, vista desde:		
primario	secundario	terciario		los bornes primarios 1	bornes secundarios 2	bornes terciarios 3
				infinito	infinito	
				infinito	infinito	
				Flujos libres infinito Flujos forzados $X_{11} = 10$ a 15 veces X_{cc}	Flujos libres infinito Flujos forzados infinito	
				$X_{12} = X_{cc}$	$X_{12} = X_{cc}$	
				infinito	infinito	
				$X_{12} = X_{cc}$	infinito	
				infinito	infinito	
				infinito	$X_{22} = 1\%$ de S_n	
				Flujos libres infinito Flujos forzados $X_{11} = 10$ a 15 veces X_{cc}	Flujos libres infinito Flujos forzados infinito	

Figura 27 - Esquema unifilar equivalente según grupo de conexión de transformadores.

En el caso de este proyecto el grupo de conexión de los transformadores corresponde a DELTA ESTRELLA con neutro rígido a tierra. La conexión triángulo es del lado primario y conectado a la máquina generadora.

7.3 Corrientes de cortocircuito.

7.3.1 Factor de tensión c para el cálculo.

La norma IEC 60909 establece que para el cálculo de las corrientes de cortocircuito resulta conveniente elegir un factor de tensión c en función del nivel de tensión en el que se esté realizando el cálculo.

Este valor considera que la tensión en un sistema normal es más elevada, por lo general no difiere de un 10% de la tensión nominal para sistemas de media tensión, y un 5% para algunos sistemas de baja tensión [12]

El factor c permite tener en cuenta la diferencia entre la fuerza electromotriz inicial la tensión de servicio de la red nominal en el punto de cortocircuito.

La **Tabla 19** determina el valor del factor c en función del nivel de tensión nominal. El valor de tensión resultante empleado para los cálculos de corriente de cortocircuito se muestra en la ecuación (18)

Tabla 19 – Factor de tensión c

Tension nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de:	
	Las corrientes de cortocircuito máximas ¹⁾	Las corrientes de cortocircuito mínimas
Baja Tensión < 1kV	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Media Tensión > 1kV a 35 kV	1,10	1,00
Alta Tensión²⁾ > 35kV		

1) $c_{m\acute{a}x}U_n$ no debería exceder la tensión más elevada para el material de los sistemas de potencia

2) Si no está definida la tensión nominal se debería aplicar: $c_{m\acute{a}x}U_n=U_m$ ó $c_{m\acute{a}x}U_n=0,9.U_m$

3) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +6%, por ejemplo, sistemas renombrados de 380 V a 400 V

4) Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de +10%

$$E = c \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (18)$$

7.3.2 Defecto monofásico a tierra.

En la **Figura 28** se representa el esquema de este tipo de defecto, en donde una fase hace contacto de falla con tierra, pudiendo ser a través de alguna impedancia de falla o un contacto franco.

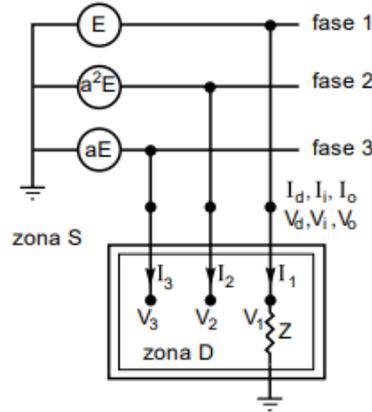


Figura 28 – Esquema defecto monofásico a tierra

Se plantea las ecuaciones en sistema de fases y sistema de secuencia. Se resuelve las ecuaciones mediante componentes simétricas, y se llega a un circuito equivalente **Figura 29**. La ecuación (19) representa el resultado de la corriente de cortocircuito monofásica de un defecto homopolar franco.

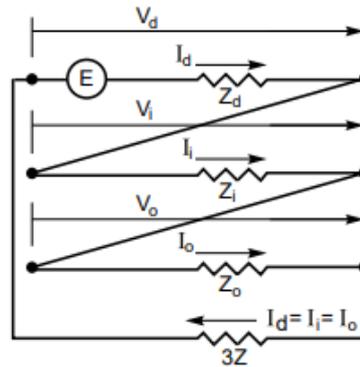


Figura 29 – Esquema de secuencias resuelto

$$I_1 = \frac{3E}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (19)$$

7.3.3 Defecto bifásico a tierra.

Para este tipo de falla se considera únicamente dos fases y puede incluir una impedancia de falla, en la **Figura 30** se considera las fases 2 y 3

En todos los casos se procede de la misma manera, planteando las ecuaciones en sistema de fase y sistema de secuencias. Mediante componentes simétricas se resuelven las ecuaciones.

Para el caso particular en el que no se presenta una impedancia de falla, es decir $Z=0$, el valor de la corriente de cortocircuito bifásico queda expresado como en la ecuación (20)

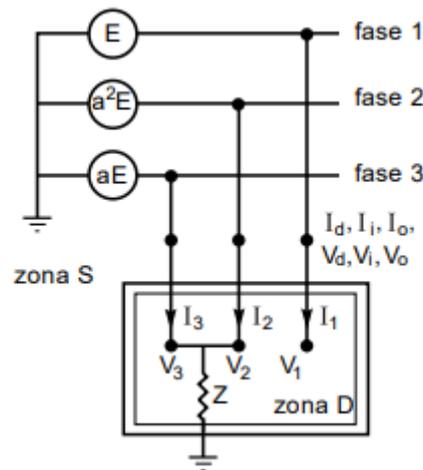


Figura 30 – Esquema defecto bifásico con impedancia de falla

$$I_2 = \frac{3E \cdot Z_2}{|Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_1 \cdot Z_0|} \quad (20)$$

7.3.4 Defecto bifásico aislado.

Este es un caso particular del defecto bifásico, en el cual el valor de impedancia de falla a tierra es infinito, es decir el defecto bifásico se encuentra aislado de tierra.

El valor de la corriente de falla se muestra en la ecuación (21).

$$I_2 = \frac{\sqrt{3} \cdot E}{|Z_1 + Z_2|} \quad (21)$$

7.3.5 Defecto trifásico.

Este tipo de defecto implica las tres fases, y puede incluir o no una impedancia de falla entre el defecto y tierra. Representa para el sistema una carga simétrica, y las tensiones de las tres fases en el punto de contacto son nulas.

A partir de las ecuaciones planteadas

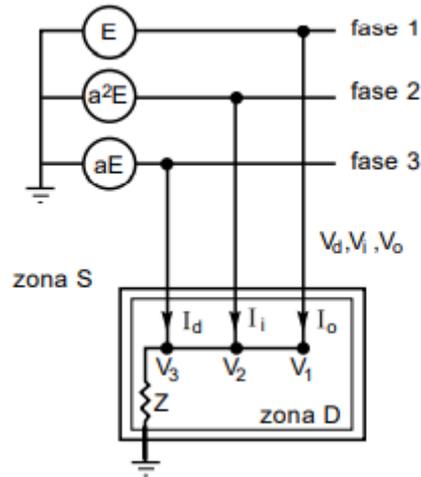


Figura 31 – Esquema de defecto trifásico

$$I_3 = \frac{E}{|Z_1|} \quad (22)$$

En la **Tabla 20** se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 20 – Resultados de cortocircuitos

Tipo de defecto	En Barra de 10,4 kV	En Barra de 0,4 kV
Trifásico	1,328 kA	29,345 kA
Monofásico	1,834 kA	34,707 kA
Bifásico	2,758 kA	40,707 kA
Bifásico Aislado	1,176 kA	25,979 kA

Los circuitos de secuencia, cálculos realizados, y resultados de las corrientes de cortocircuito se detallan en ANEXO I – CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS POR MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.

7.4 Estudio de cortocircuito máximo en ETAP.

Los resultados de cortocircuito máximo se realizan en el software ETAP. Son realizados según norma ANSI.

7.5 Cortocircuito máximo en esquema de barra simple.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 32, donde la máxima corriente de cortocircuito asimétrica es de 2,012 kA en la barra de MT.

La corriente de cortocircuito máximo en bornes de los generadores es de 48,643 kA.

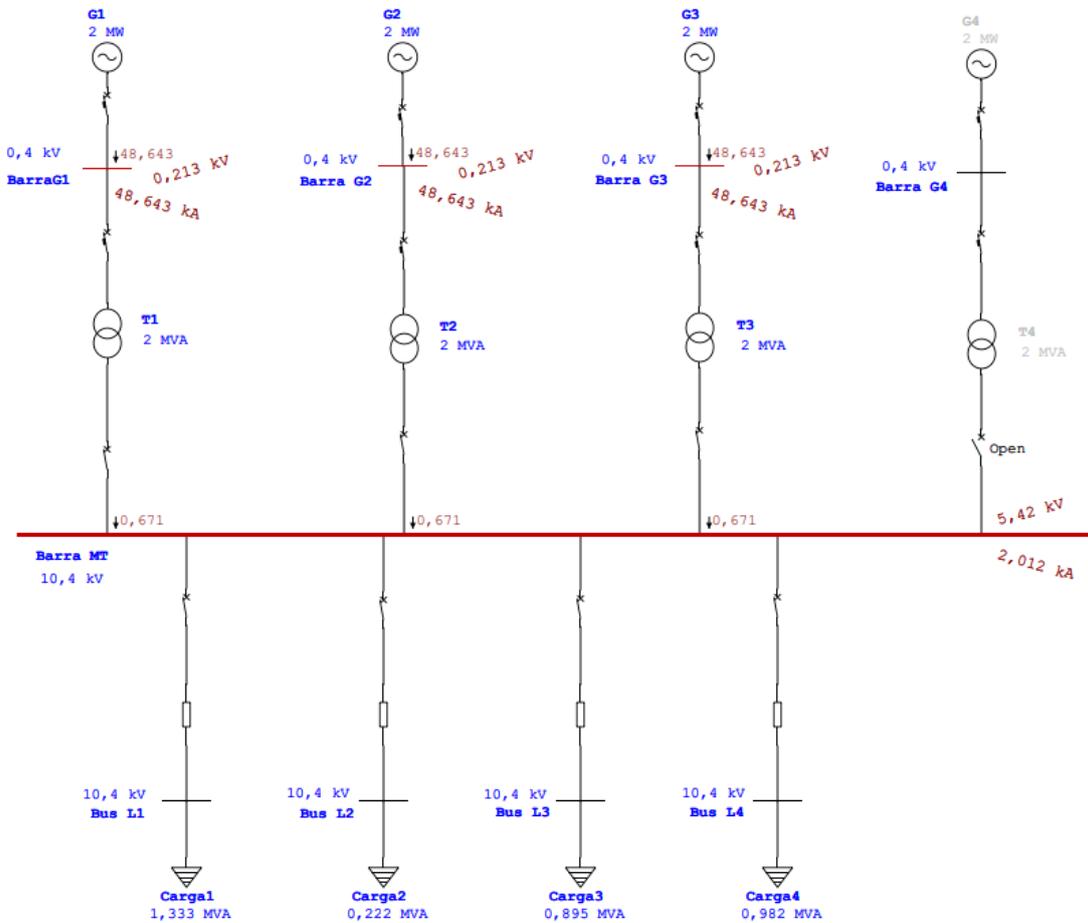


Figura 32 - Cortocircito máximo en esquema de barra simple

7.6 Cortocircito en esquema de barra partida con interruptor de acoplamiento.

En la **Figura 33** se observa que la corriente de cortocircito máximo en barra 1 es menor que la corriente de corto máxima en la barra 2. Esto se debe a la cantidad de generadores en funcionamiento conectados en paralelo.

De la misma manera, la corriente en bornes de los generadores es menor que el anterior caso, ya que la corriente de cortocircito depende de las características de las máquinas eléctricas y de la conexión entre ellas.

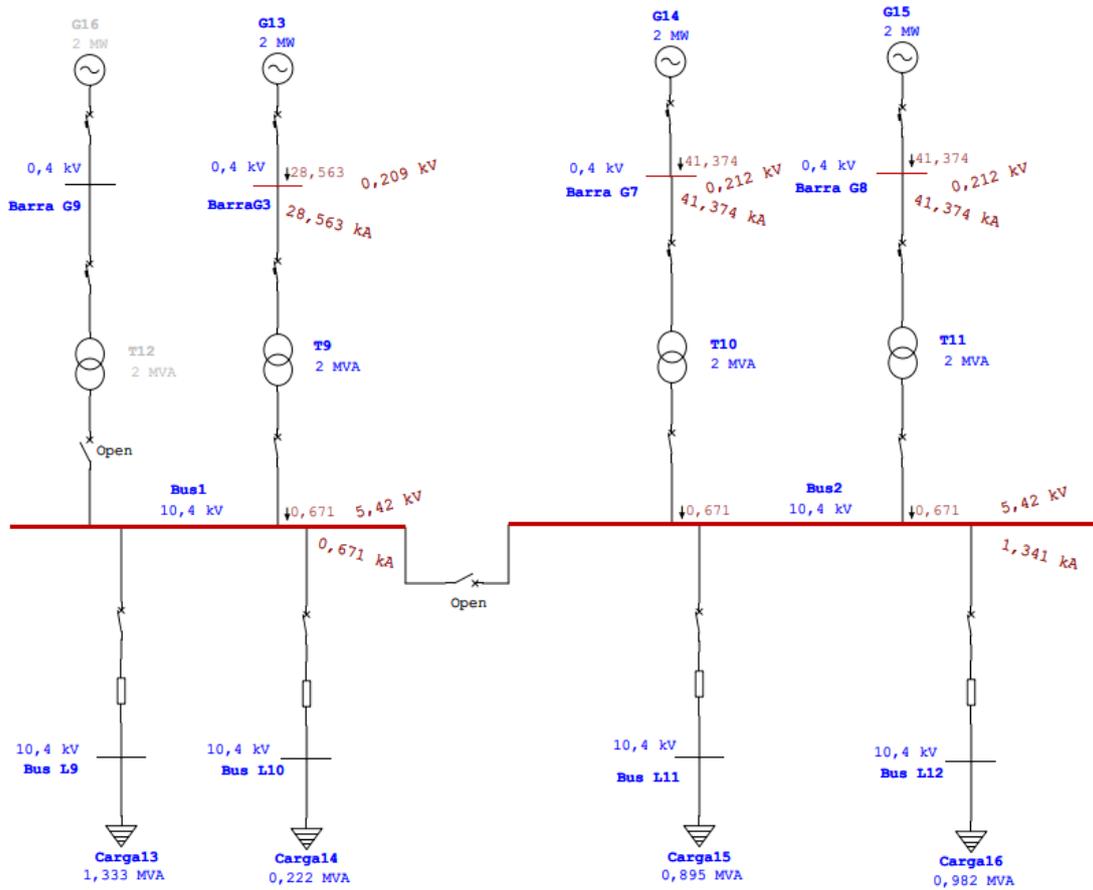


Figura 33 - Cortocircuito máximo en esquema de barra partida

Los reportes completos de Flujo de carga y Cortocircuito se encuentran en el ANEXO II – REPORTE DE CORTOCIRCUITO.

CAPÍTULO 7 - ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA.

Un estudio de flujo es la determinación de tensiones, intensidades, potencias activas y reactivas en cada punto de la red a analizar. Pueden ser estudiados en condiciones de funcionamiento estacionario, normales y anormales.

Se busca obtener la magnitud y fase de la tensión en cada barra del sistema, junto con la potencia activa y reactiva que fluye en cada línea, además puede incluirse la corriente de todas las líneas en magnitud y fase.

La información puede utilizarse en la elección de alternativas para planificación de sistemas o ampliación de los mismos, y en estudios de estabilidad permanente transitoria.

Los datos en las barras son tensión y potencia activa, esto es para las barras de generación que es el interés principal de este estudio.

Se realiza una comparativa entre los esquemas de barra simple y barra partida con interruptor de acoplamiento, omitiéndose el análisis para el esquema de juego de doble barra con acople, ya que este presenta características similares al de barra simple, con la diferencia que se pueden transferir salidas de una barra a otra.

Los resultados se obtuvieron haciendo uso del software ETAP, dibujando ambos esquemas y cargando todos los datos correspondientes a los generadores, transformadores, barras, líneas y cargas.

8.1 Flujo de carga en esquema de barra simple.

8.1.1 Operación normal.

En esta condición se consideran a tres generadores en funcionamiento, quedando uno de reserva para contingencias desconectado del sistema.

Es la condición normal de funcionamiento, en la **Figura 34** se observa los valores porcentuales de tensión en barras de generador, barra de MT, y en el extremo final de cada línea de transmisión.

Además, se puede visualizar la potencia aportada por cada unidad generadora, flujo de potencia y corriente que circula por cada línea de 10,4 kV.

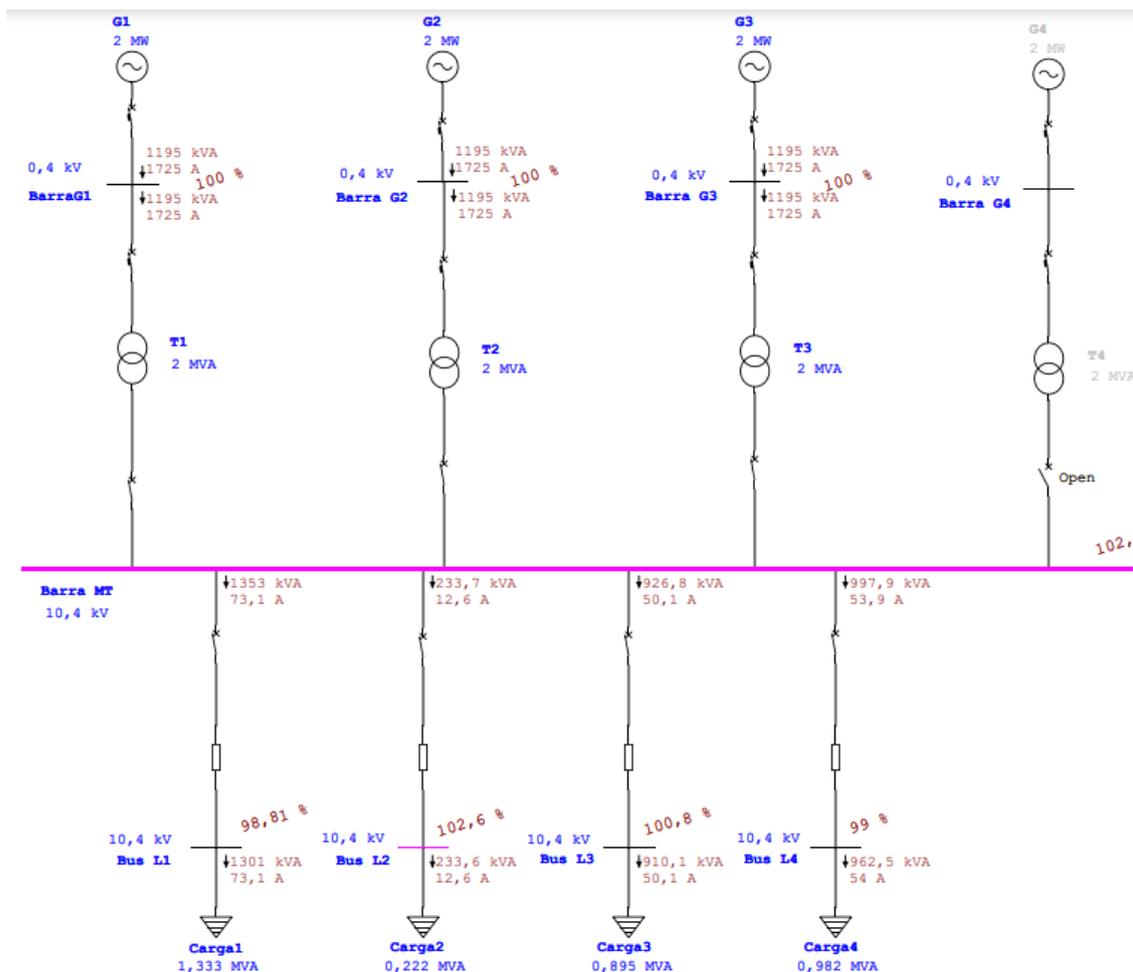


Figura 34 – Flujo de carga, barra simple en operación normal.

8.1.2 Operación anormal.

En esta condición se considera que un grupo Generador/Transformador sale de servicio, quedando en funcionamiento temporal solo 3 generadores. Esta condición tiene una duración temporal hasta que entra en servicio el generador de respaldo.

En la **Figura 35** se puede observar que el generador G1 y el transformador T1 están fuera de servicio, y la potencia aportada a las cargas es suministrada por 2 generadores.

Cada generador aportará la potencia necesaria para complementar la pérdida y la corriente de cada uno de estos generadores aumentará.

La tensión en los extremos final de cada línea se ve afectada, presentando una disminución en el valor de tensión.

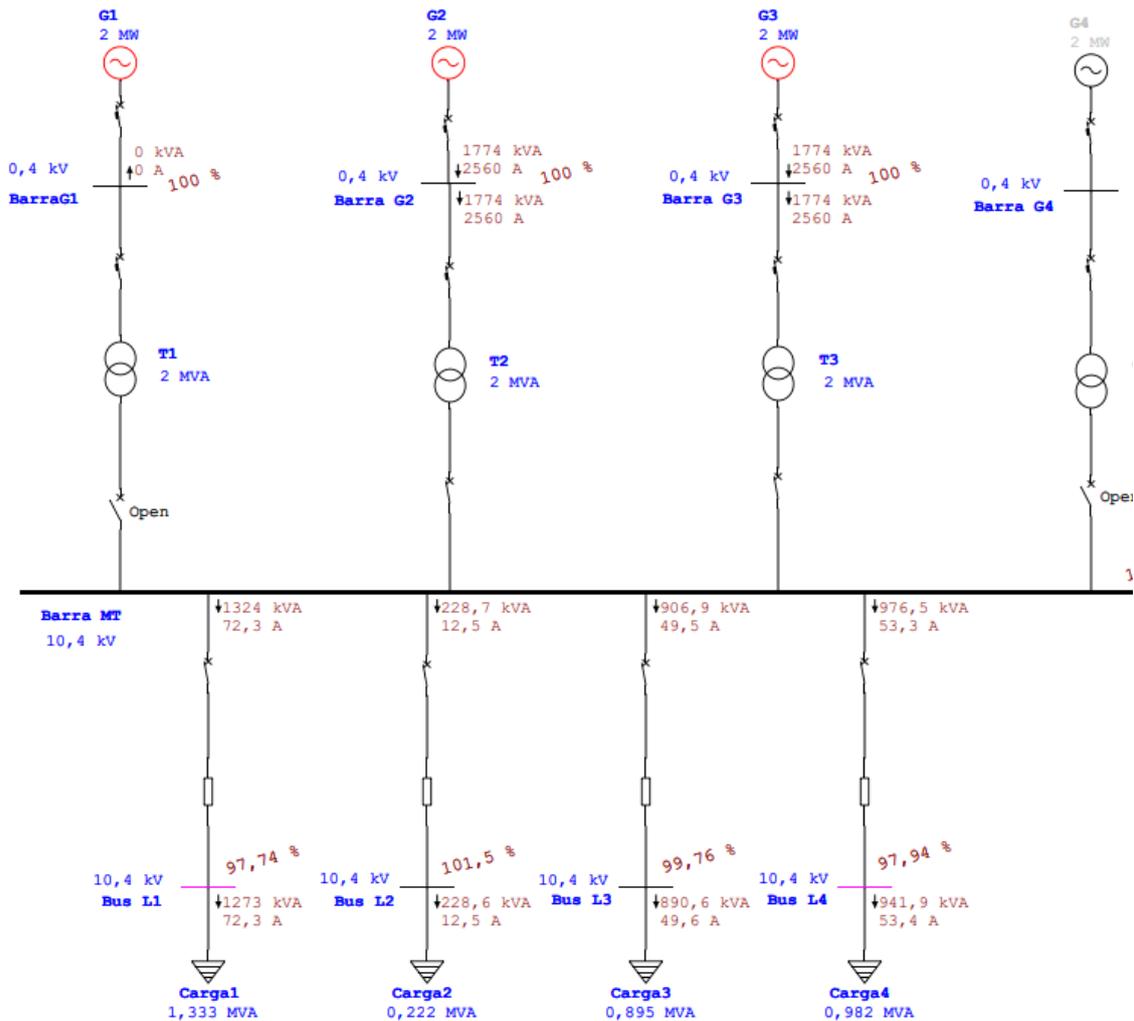


Figura 35 - Flujo de carga, barra simple en operación anormal.

8.1.3 Funcionamiento con generación de respaldo.

Cuando el generador de respaldo se pone en funcionamiento y en servicio, se cierra el interruptor que lo conecta a barra de MT, permitiendo sustituir la unidad que sale de servicio por algún inconveniente o por mantenimiento.

Al conectarse la unidad de respaldo, el sistema queda en la misma condición detallada en **8.1.1 Operación Normal**.

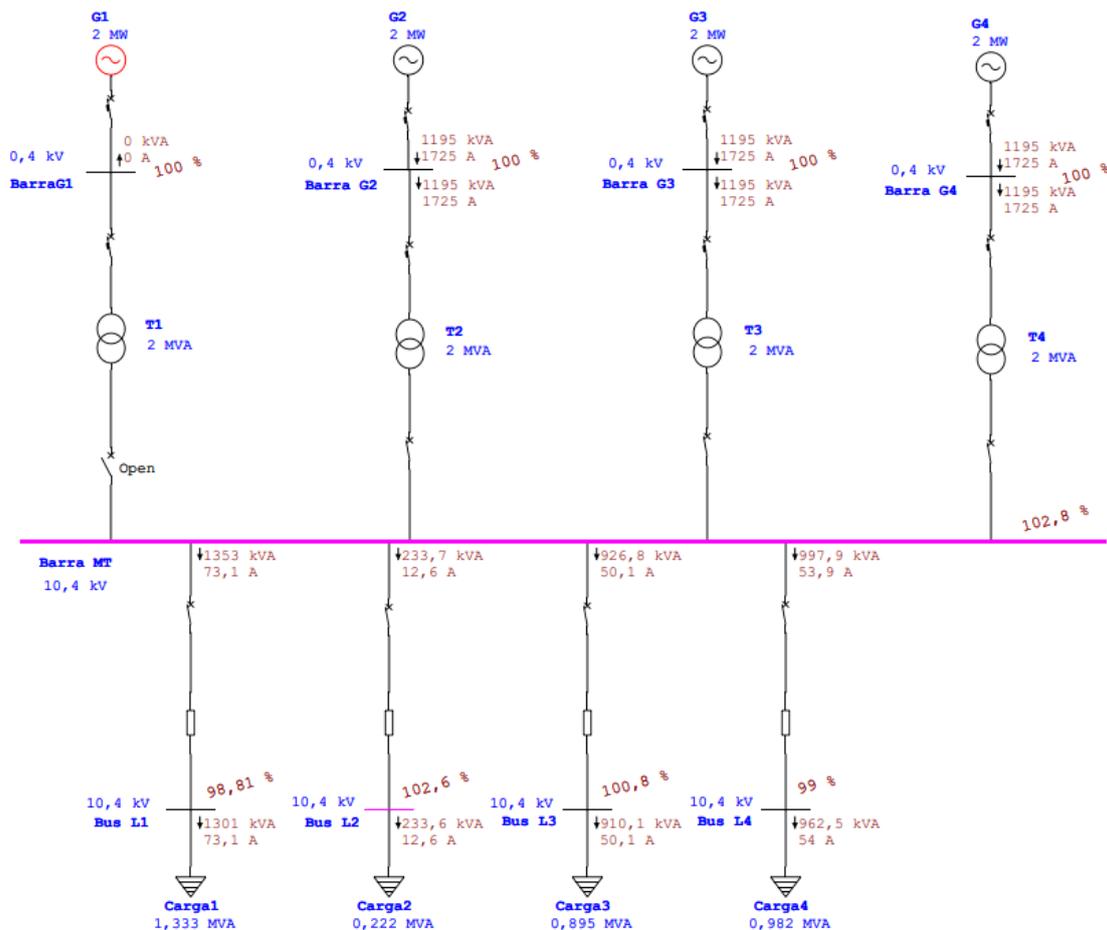


Figura 36 - Flujo de carga, barra simple con generación de respaldo

8.2 Flujo de carga en esquema de barra partida con interruptor de acoplamiento.

8.2.1 Operación normal.

En condición de operación normal, el interruptor de acoplamiento se encuentra abierto, obteniendo así dos sistemas independientes, con posibilidad de unificarlo.

En la **Figura 37** se observa los dos subsistemas resultantes, en donde las salidas se agrupan de manera que las salidas correspondientes a los consumos de 1,333 MVA y 0,222 MVA queden conectadas a la barra 1. A esta barra se conecta un generador en servicio permanente y el generador de respaldo.

Los dos generadores restantes se conectan a la barra 2, estos alimentan a las salidas 15 y 16. De esta manera se consigue un reparto de las cargas para ambas barras, que disponen de un generador para la barra 1 y de dos generadores para la barra 2.

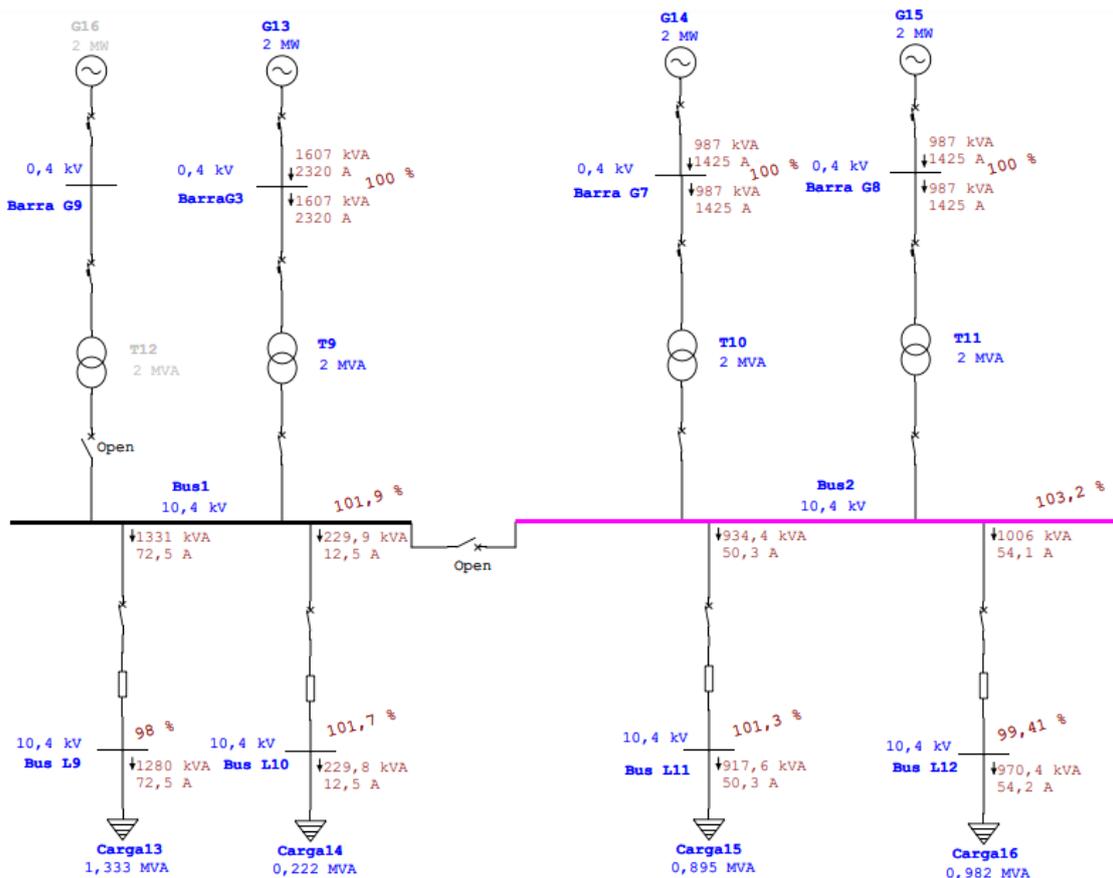


Figura 37 - Flujo de carga, barra partida en operación normal.

8.2.2 Operación anormal.

Esta situación ocurre cuando el generador G15 (Figura 38) sale de servicio, ya sea por algún inconveniente o por mantenimiento, y queda la barra número 2 a la mitad de su capacidad disponible inicial.

No tiene sentido analizar las condiciones del sistema si sale de servicio el generador G13, conectado a la barra 1, porque esto implica una interrupción parcial y momentánea del servicio de las salidas 1 y 2 (correspondiente a las cargas 13 y 14 en la Figura 38) hasta que se entre en funcionamiento el generador de respaldo.

En la Figura 38 se observa que el generador G14 está casi en el límite de su capacidad, así como el transformador correspondiente. También se observa las tensiones de cada barra y el nivel de tensión en el extremo final de cada línea.

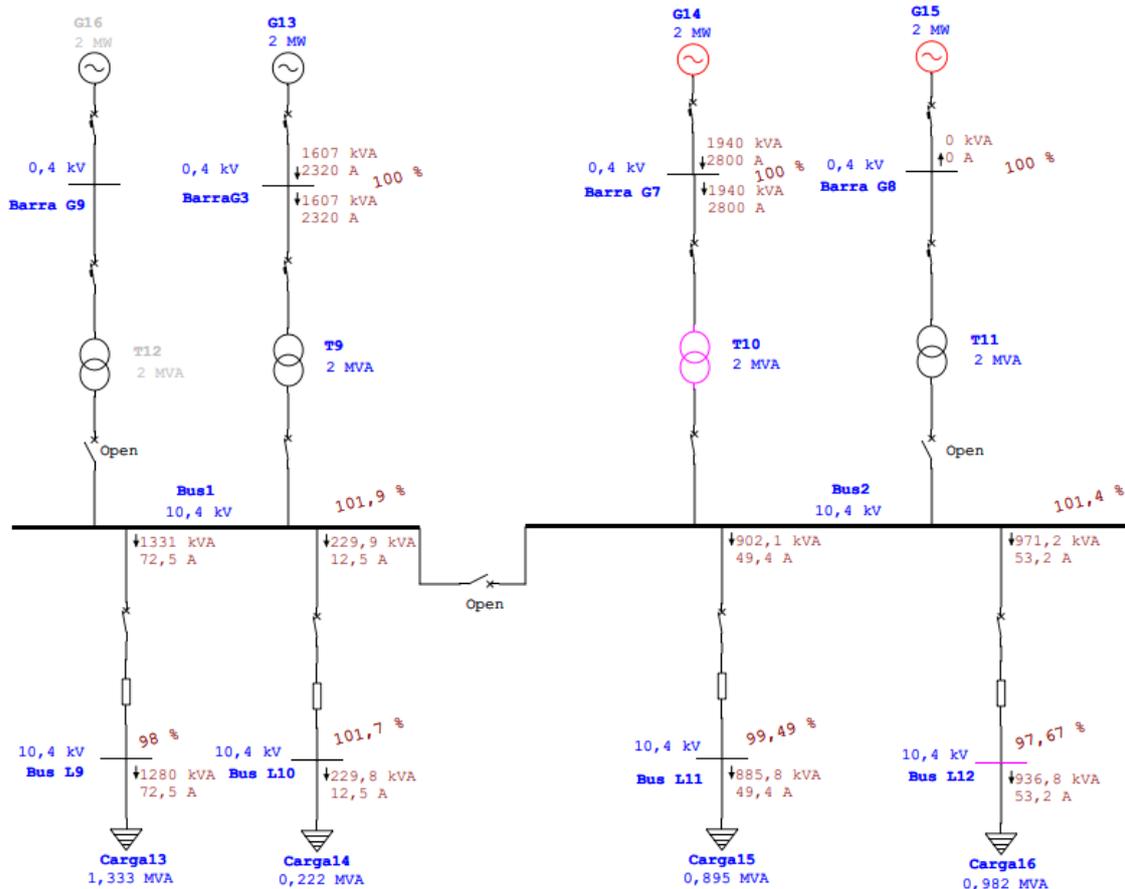


Figura 38 - Flujo de carga, barra partida en operación anormal.

8.2.3 Funcionamiento anormal con interruptor de acople cerrado.

Cuando el interruptor de acople se cierra, se forma una única barra. El generador G13 aporta la potencia necesaria y equilibra ambos generadores.

Se observa en la **Figura 39** que la barra 1 aporta 166,5 kVA hacia la barra 2, aliviando la carga del generador G14 y el transformador T10.

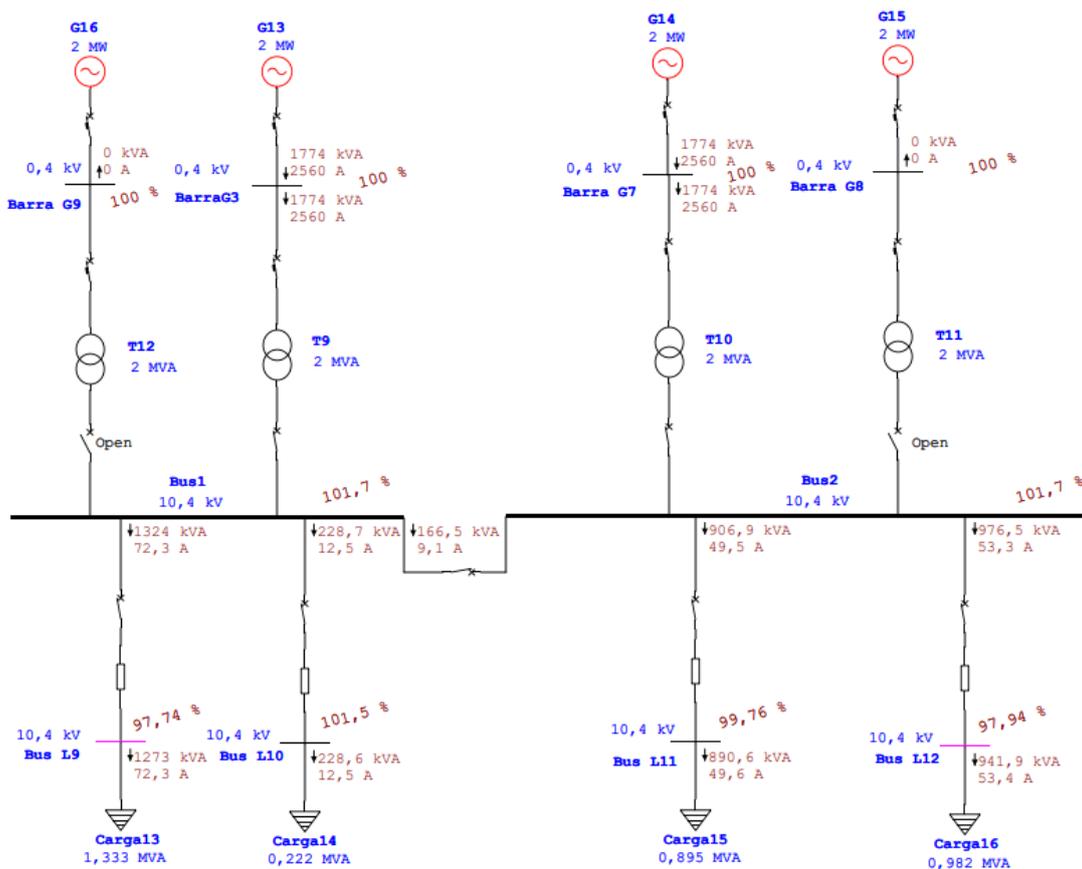


Figura 39 - Flujo de carga, barra partida en operación anormal e interruptor de acople cerrado.

8.2.4 Funcionamiento con generación de respaldo.

Una vez el interruptor de acople conecta ambas barras, se pone en servicio y se conecta a barra el generador de respaldo G16 (**Figura 40**).

Las condiciones del sistema en esta situación son idénticas a la alternativa de un único juego de barras, detallado en **8.1.1**. La diferencia radica en que hay un flujo de potencia entre las barras 1 y 2 de 754,4 kVA.

Esta condición se logra únicamente en el caso de una operación anormal del sistema, en el que se deba conectar el generador de respaldo, reemplazando a otro.

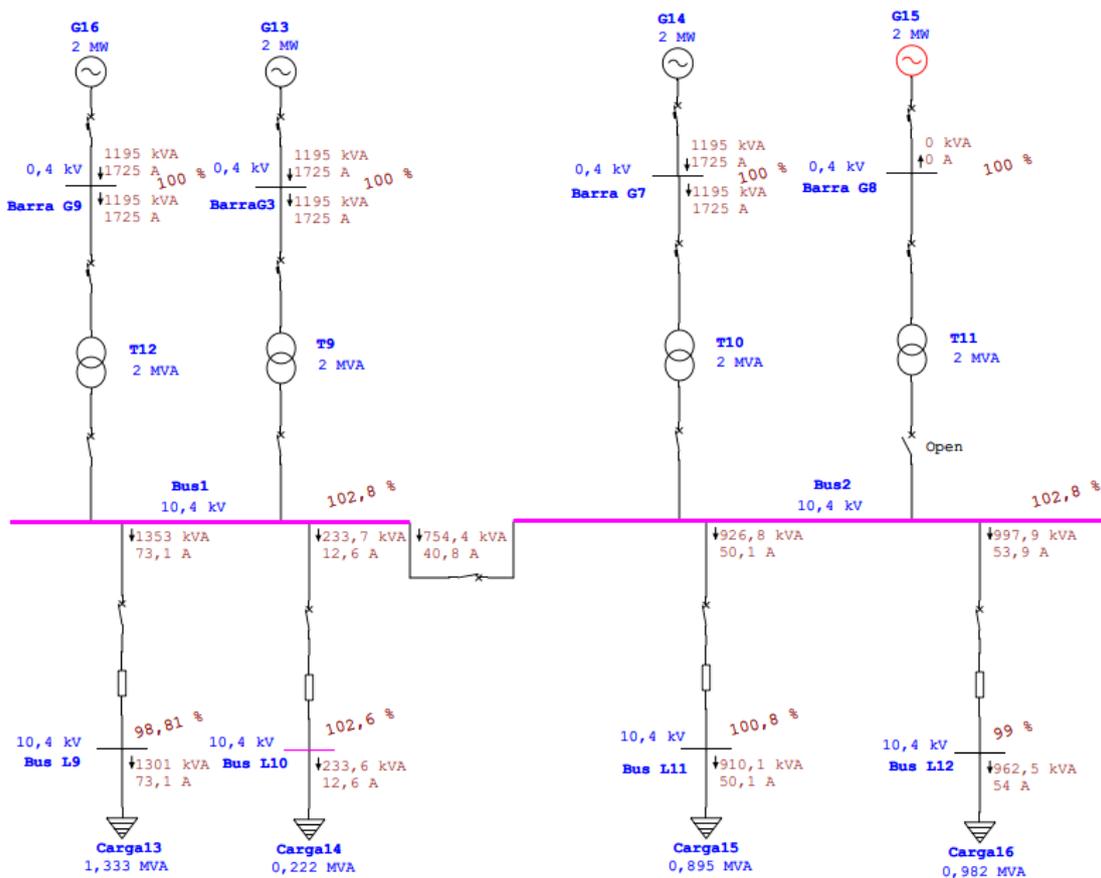


Figura 40 - Flujo de carga, barra partida con generación de respaldo

La alternativa de un esquema de barra simple con interruptor de acoplamiento presenta la desventaja de tener distintos niveles de cortocircuito.

Frente a las dificultades operativas, constructivas y complejidades a la hora de realizar maniobras, se opta por el esquema de barra simple.

CAPÍTULO 9 - CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.

Las celdas de media tensión son usadas en estaciones transformadoras, son blindadas y deben soportar los esfuerzos electrodinámicos y térmicos según el nivel de cortocircuito establecido para las barras de media tensión.

Tienen una robustez mecánica para que no se produzcan deformaciones, vibraciones, flexiones de su estructura cuando se acciona los elementos de maniobra.

Están diseñadas para que, durante una descarga de arco interno, con la potencia de cortocircuito específica, durante un segundo, mantenga las puertas cerradas de los compartimentos, no se produzcan perforaciones, deformaciones en las celdas laterales, y el operador no sufra ningún daño.

Tienen barras colectoras de MT a lo largo de todas las celdas, estas cuentan con dispositivos para compensar las dilataciones. Están aseguradas a aisladores capaces de soportar esfuerzos electrodinámicos y térmicos.

Cada celda está dividida en compartimentos aisladas entre sí, y pueden contener los siguientes elementos.

- Enclavamientos mecánicos:

Están relacionados con el movimiento de los equipos de los distintos compartimientos, de tal manera de evitar errores de operación y contactos con parte bajo tensión. Estos bloqueos los realizan partes mecánicas de las mismas estructuras de cada equipo, que al cambiar de posición enclavan otros equipos.

- Enclavamientos eléctricos:

Están relacionados con la operación eléctrica del interruptor, por ejemplo, que el interruptor esté en posición de insertado, acciona un microswitch que cierra la cadena eléctrica para la operación del mismo.

- Señalizaciones:

El frente de la celda cuenta con un dibujo denominado mímico eléctrico, donde figuran cada uno de sus componentes, y el elemento de operación y de señalización de posición del mismo.

- Interruptores:

Son del tipo extraíbles montados sobre un bastidor o carro, donde podrán ser insertados, extraídos, maniobrados. La operación de introducción o extracción del carro se hace a través de un dispositivo a manivela, evitando el esfuerzo del operador. Para que esto sea fácil y rápido, el piso cuenta con una guía por donde se desplaza el carro.

El interruptor puede encontrarse en tres posiciones básicas: conectado o insertado, seccionado o totalmente extraído.

En la posición de seccionado, a su vez pueden estar en posición de poder realizar operaciones sobre el mismo, es decir con los circuitos de comando conectados, o solamente seccionado sin poderlo operar.

El carro hasta la posición de totalmente extraído, se desplaza sobre una barra de cobre que lo conecta a la PAT de la celda. Para permitir la operación de extracción, el interruptor cuenta con una ficha ubicada sobre el piso de la celda o sobre el mismo interruptor de acuerdo al fabricante. Esto permite la desconexión de los circuitos de comando y señalización al retirar el interruptor.

- Seccionadores:

Los seccionadores de puesta a tierra, se operan en forma manual desde el frente o la parte posterior de la celda, a través de una palanca. Estos seccionadores, al cerrarse, conectan los Cables Armados Subterráneos (CAS) a la barra de PAT que tiene la propia celda, que a su vez está conectada a la maya de PAT de la ET.

- Transformadores de tensión:

Los TV de barras tienen fusibles de MT y están montados sobre carros o bastidores rebatibles, de tal manera que al desplazar los mismos para retirar los TV, se produzca la desconexión en MT y de los circuitos de baja tensión. Algunos poseen un enclavamiento que impide extraer el carro con los circuitos de baja tensión conectados de tal manera de evitar que por dichos circuitos se energice el otro extremo del TV donde hay MT. Sus características vienen dadas por el sistema de medición adoptado.

- Transformadores de corriente:

Se colocan en el compartimiento de cables de potencia, sobre bastidores o estructuras que pertenecen a la celda, y su conexión eléctrica es entre los CAS y las barras de salida del interruptor. Sus características vienen dadas por el sistema de medición y corriente.

- Indicadores de tensión:

En las celdas de los alimentadores como de la entrada de transformadores, se conectan divisores capacitivos, a los efectos de poder determinar si hay tensión de retorno por el cable de potencia. Dichos elementos se colocan en el compartimiento del TI y de los cables de potencia, y su señalización en el frente del tablero.

En la Figura 41 se puede observar los distintos compartimientos de una celda de media tensión, estos son:

- A: Compartimiento interruptor.
- B: Compartimiento barras.
- C: Compartimiento línea.
- D: Compartimiento baja tensión.
- E: Conducto de alivio de los gases compacto.

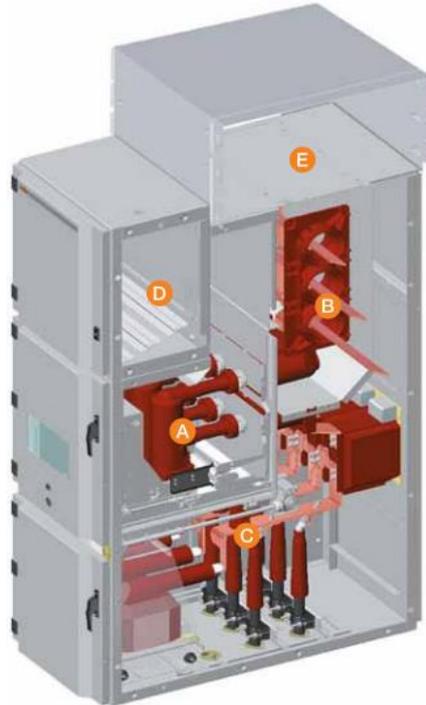


Figura 41 – Corte de una celda de media tensión.

La firma ABB actúa como proveedor de una amplia variedad de dispositivos eléctricos, como interruptores, reconectores, y variadores de frecuencia. Es por este motivo que se busca dentro de la gama de celdas de media tensión ABB las que mejor se adapten a las necesidades del proyecto.

Las celdas elegidas son de la marca ABB para distribución secundaria UniSec.

Se detallan las siguientes unidades que corresponden para una rama Salida Transformador-Barra de MT y para una salida correspondiente a la rama Barra-Línea. Estas unidades se repiten para cada una de las salidas y transformadores.

9.1 DRC-Unidad de llegada directa con medida y puesta a tierra en barras

Esta unidad sirve para conectar los cables directamente con las barras está disponible una unidad de remonte directa. La puerta anterior inferior está bloqueada y sólo se podrá abrir con herramientas. Dicha puerta cuenta con una ventana de inspección.

Es posible instalar en la unidad de 500 mm el seccionador de tierra con poder de cierre total. El mismo se podrá utilizar para la puesta a tierra de las barras del cuadro o del cable de la línea de llegada.

Además, es posible instalar en el panel, transformadores de intensidad, sensores combinados o transformadores de tensión.

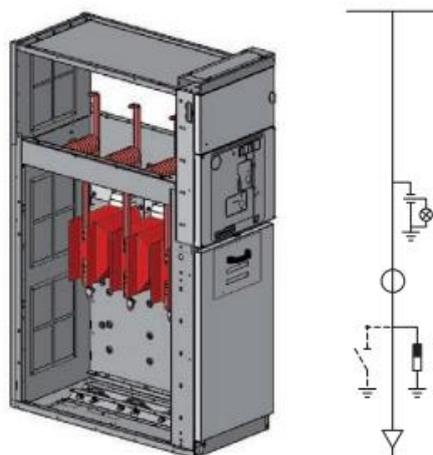


Figura 42 - Unidad de llegada directa con medida y puesta a tierra en barras.

En la **Tabla 21** se muestran las características de esta unidad, y en resaltado la unidad escogida, y en la **Tabla 22** sus dimensiones.

Tabla 21 – Valores de tensión y corrientes de unidad DRC.

Un	I _r	I _k	I _{kAp} ⁽¹⁾
kV	A	kA	kAp
12	630/800/1250	12,5/16/20 ⁽¹⁾ /25 ⁽²⁾ (3s)	31,5/40/50 ⁽¹⁾ /63
17,5	630/800/1250	12,5/16/20 ⁽¹⁾ (3s)	31,5/40/50 ⁽¹⁾
24	630/1250 ⁽³⁾	12,5/16/20 ⁽¹⁾ (3s)	31,5/40/50 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Poder de cierre ES-230 N

⁽²⁾ Contactar con ABB para 21 kA

⁽³⁾ 25 kA (2s)

⁽⁴⁾ Sólo para H = 2000 mm

Tabla 22 – Dimensiones de la unidad DRC.

Ancho del panel	Peso (kg)	
mm ⁽¹⁾	H = 1.700 mm	H = 2000 mm
375	120 ⁽¹⁾	130 ⁽¹⁾
500	135⁽¹⁾	145⁽¹⁾

⁽¹⁾ Consultar el cap. 9 para las dimensiones generales

⁽²⁾ Sin TT o TT

9.2 SBC- Unidad con interruptor automático y seccionador.

Unidades disponibles con ancho 750 mm.

La unidad con interruptor automático y seccionador SBC sirve para controlar y proteger líneas de distribución, redes, motores, transformadores, baterías de condensadores, etc.

La unidad puede estar equipada con un interruptor en vacío o en gas SF6. El interruptor está montado en una guía y fijado en las barras. Para las maniobras de seccionamiento está previsto un interruptor seccionador de 3 posiciones provisto de un seccionador de tierra y montado entre el interruptor y las barras.

La puerta presenta enclavamiento mecánico con la posición de tierra del interruptor seccionador para garantizar la seguridad del personal.

La unidad ha sido diseñada para ser equipada con TI y TT

Como alternativa, se puede emplear un interruptor con sensor de corriente y relés integrados.

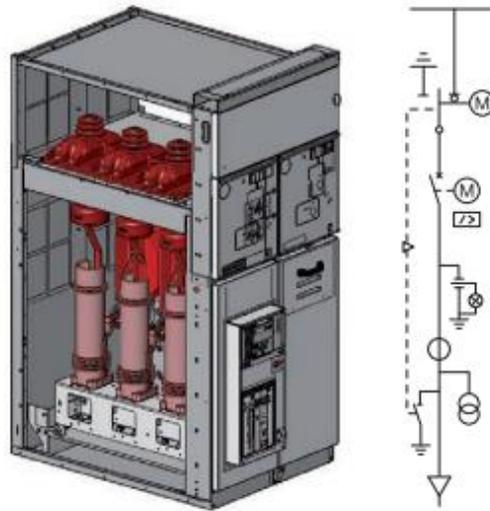


Figura 43 - Unidad con interruptor automático y seccionador.

En la **Tabla 23** se muestran las características de esta unidad, y en resaltado la unidad escogida, y en la **Tabla 24** sus dimensiones.

Tabla 23 – Valores de tensión y corrientes de unidad SBC

Un	I _r	I _k	I _{kAp} ⁽¹⁾
kV	A	kA	kAp
12	630/800	12,5/16/20⁽²⁾/25⁽³⁾ (3s)	31,5/40/50⁽¹⁾/63
17,5	630/800	12,5/16/20 ⁽²⁾ (3s)	31,5/40/50 ⁽¹⁾
24	630	12,5/16/20 ⁽²⁾ (3s)	31,5/40/50 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra en el lado de salida EF 230

⁽²⁾ Contactar con ABB para 21 kA

⁽³⁾ 25 kA (2s)

Tabla 24 – Dimensiones de unidad SBC

Ancho del panel	Peso (kg)	
mm ⁽¹⁾	H = 1.700 mm	H = 2000 mm
750	335 ⁽¹⁾	355 ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Consultar el cap. 9 para las dimensiones generales

⁽²⁾ Sin TI o TT

En la **Tabla 25** se detalla las características del interruptor y seccionador compatible con la unidad.

Tabla 25 – Características de unidad SBC.

Referencia	Equipamiento estándar	Accesorios principales
GSec Interruptor seccionador	Interruptor seccionador de 3 posiciones	4 contactos de señalización cerrado - a tierra
	Mando mecánico con indicador de posición	Manómetro digital o tradicional con contactos de alarma opcionales
	Indicador de presencia de tensión integrado	Mecanismo de mando motorizado
Interruptor VD4 - HD4	Dispositivo de apertura con señalización mecánica y pulsadores de apertura y cierre	Mecanismo de mando motorizado
	Interruptor enchufable, de vacío o en gas	Relé REF601 y sensores de corriente de a bordo
Panel	Compartimiento circuitos auxiliares estándar integrado	Transformadores de intensidad DIN y sensores combinados o transformador de intensidad toroidal y sensor
	Enclavamientos mecánicos	Transformadores de tensión DIN (fase-tierra o fase-fase con o sin fusibles)
	Barras	Accesorios para la clasificación de la resistencia al arco interno
	Protección inferior compartimiento de cables	Conducto para cableado auxiliar
	Seccionador de tierra en los cables (ES 230)	Calentador anticondensación
	Barra de tierra	Iluminación interior
		Gran variedad de relés de protección
		Enclavamientos de llave
		Candado
		Descargadores
		Terminales para cables paralelos
	Celda de baja tensión ancha y grande ¹⁾	
	Bastidor base H = 300 mm	
	Bornes	

¹⁾ No disponible para paneles H = 2000 mm

Las unidades DRC y SBC que se detallaron en 9.1 y 9.2 respectivamente, se emplean para la rama desde la salida T1 hasta la barra MT. (señalado como “a” en **Figura 44**).

Para la salida correspondiente a la salida 1, también se emplea las mismas unidades, primeramente, una unidad de llegada DRC, y seguidamente una unidad SBC (señalado como “b” en **Figura 44**).

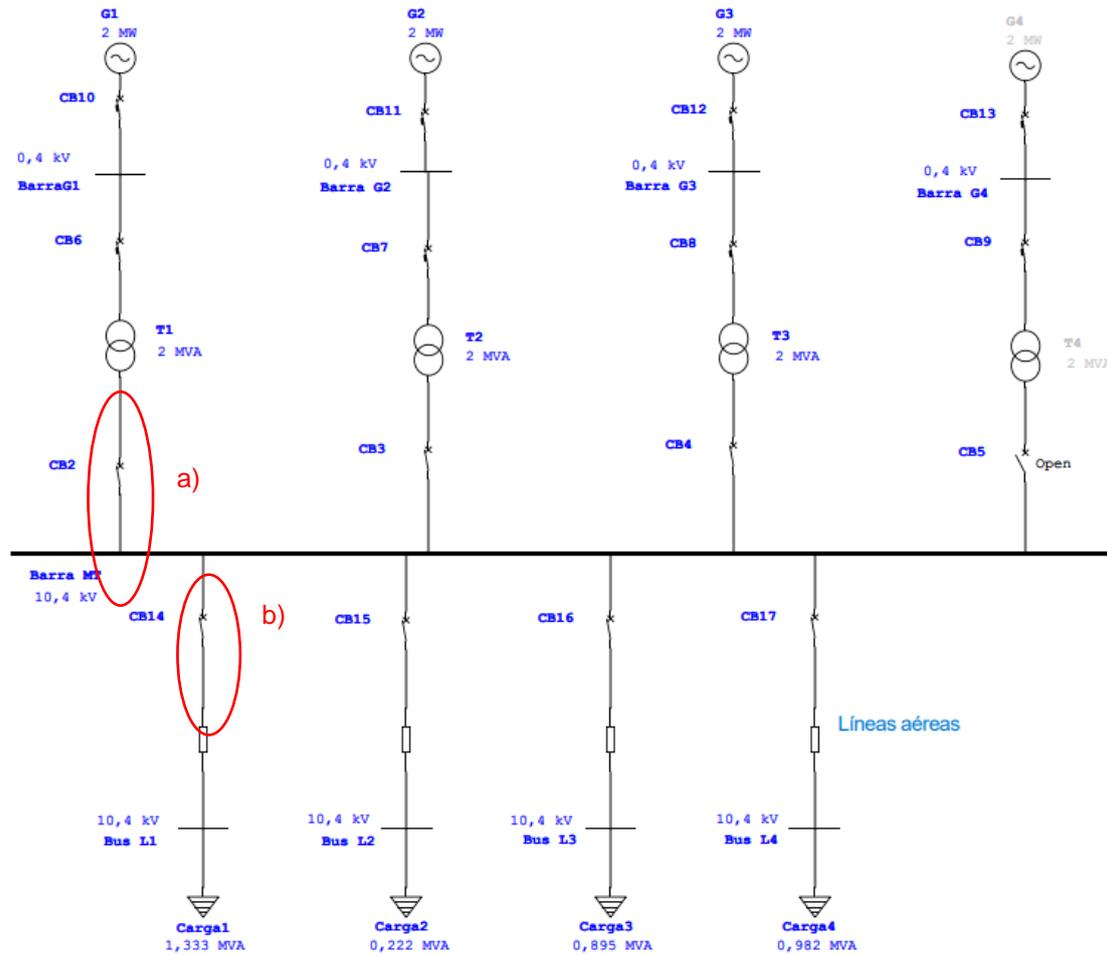


Figura 44 – Identificación de celdas en diagrama unifilar

Las siguientes ramas que se encuentran en paralelo a la barra de MT son de igual características a la estudiada anteriormente, por lo que de igual manera se emplearan las mismas unidades DRC y SBC.

En total se contabiliza 16 unidades, siendo 8 unidades de llegada DRC, y 8 unidades con interruptor seccionador SBC.

CAPÍTULO 10 - PROTECCION Y CONTROL DE GENERADORES.

10.1 Interruptor para celdas de MT.

Los interruptores automáticos son dispositivos que aseguran la protección de los conductores que alimentan los circuitos terminales contra sobrecargas y cortocircuitos, además de servir igualmente como aparatos de comando y seccionamiento. Están constituidos básicamente por un dispositivo de operación que permite el cierre y la apertura mecánicamente.

La misión principal asignada a un interruptor automático es proteger contra condiciones anormales de funcionamiento (sobrecargas y cortocircuitos) la instalación eléctrica y los conductores situados aguas abajo. Para asegurar eficazmente esta función, el relé del interruptor automático debe tener en cuenta la evolución de los receptores. Esta evolución se caracteriza por:

- Una “perturbación” rica en armónicos: El desarrollo de la electrónica de potencia y por tanto de las cargas no lineales (máquinas de proceso de datos, rectificadores, reguladores) y la evolución de la tecnología de los receptores (lámparas de descarga, lámparas fluorescentes) han aumentado la intensidad de las corrientes armónicas en las redes de distribución.
- Corrientes “transitorias” más frecuentes debidas tanto a las cargas clásicas como a las nuevas que generan corrientes de arranque importantes.
- Receptores automatizados con funcionamiento “cíclico”: La creciente automatización implica maniobras cada vez más repetitivas de los receptores, como por ejemplo los motores de las cadenas de montaje, los robots de producción, la regulación térmica mediante trenes de ondas.

El interruptor compatible con las celdas elegidas es el Interruptor en vacío VD4 marca ABB.

El interruptor de vacío VD4/R-Sec (**Figura 45**) ha sido diseñado específicamente para las celdas UniSec. La capacidad del interruptor es suficiente para afrontar cualquiera de las situaciones posibles como resultado de maniobras de los aparatos o de los componentes del sistema, en condiciones de servicio o de fallo.

Los interruptores de vacío presentan particulares ventajas en los sistemas de potencia, donde se requiere una conmutación frecuente con corrientes de servicio normales. Los interruptores automáticos de vacío VD4/R poseen un mando de resorte con acumulación de energía para la secuencia normal de maniobras y para la secuencia de recierre automático (O-0,3s-CO-15s-CO). Presentan una alta fiabilidad de funcionamiento y una gran durabilidad.

Los polos del interruptor incluyen botellas de vacío instaladas en aisladores tubulares de resina epoxi.

El proceso de interrupción de corriente en un interruptor automático de vacío difiere del proceso de interrupción de todos los otros interruptores, que

utilizan como medio de extinción del arco aceite o gas. Después de la separación de los contactos que conducen la corriente, el material del contacto debe generar autónomamente los vectores de carga necesarios para hacer pasar la corriente a través del vacío por el cero natural. Para las corrientes normales hasta aproximadamente 10 kA, este efecto se describe como "propagación del arco en vacío". Si no se toman medidas específicas, se produce la contracción del arco propagado en vacío a niveles más altos, por lo que se recalientan y degradan los contactos.

Se logra evitar estos efectos mediante el movimiento forzado magnéticamente del arco al plasma, causado por la forma en espiral de los contactos. Como en el vacío es posible alcanzar una elevada rigidez dieléctrica, incluso con distancias mínimas, la interrupción del circuito está garantizada también cuando la separación de los contactos se produce pocos milésimos de segundos antes del pasaje de la corriente por el cero natural. La particular geometría de los contactos y el material utilizado, como también la reducida duración y la baja tensión del arco, garantizan un desgaste mínimo de los contactos y una larga vida útil. El vacío impide, además, que se oxiden y se contaminen.

Las características del interruptor se detallan en la **Tabla 26**.



Figura 45 – Interruptor en vacío VD4

Tabla 26 – Datos técnicos Interruptor VD4

Datos técnicos VD4/R-Sec		
Tensión asignada		12 kV
Frecuencia nominal	[Hz]	50/60
Tensión asignada soportada a impulso	[kV]	75
Tensión de prueba asignada a frecuencia industrial	[kV]	28
Corriente nominal	[A]	630/800
Poder de corte	[kA]	12/16/20 ⁽¹⁾ /25 ⁽²⁾
Poder de cierre	[kA]	30/40/50/62,5
Duración cortocircuito	[s]	3
Intereje entre los polos	[mm]	230

⁽¹⁾ Contactar con ABB para 21 kA

⁽²⁾ 25 kA - 2s

10.2 Control y protección de generadores.

10.2.1 Equipo de conmutación y controles en paralelo Caterpillar

Es un PLC (Controlador Lógico programable) configurable basado en equipo de conmutación capaz de controlar y monitorear varios grupos electrógenos, disyuntores no automáticos, de red eléctrica y de carga para aplicaciones de puesta en paralelo de la red eléctrica.

Puede funcionar para operaciones de respaldo de emergencia, importación/exportación de utilidad, neutralización de picos y carga base con controles y componentes redundantes. Transición cerrada hacia/desde la alimentación del generador.

El producto de administración de carga (XLM) y transferencia de emergencia admite la transferencia entre la fuente del servicio y el bus del generador y permite el funcionamiento en paralelo sostenido con el servicio para aplicaciones de administración de carga.

Características:

- Red de supervisión de alta velocidad.
- Arranque/parada automáticos.
- Coordinación automática de bus sin corriente.
- Control de factor de potencia automático cuando se encuentra en paralelo con la red eléctrica.
- Funciones programables de exclusión/incorporación de carga.
- Comunicaciones del motor conectadas en red.
- Protección del generador y de la red eléctrica.
- Puesta a punto del motor.
- Selección de modalidad.
- Control seleccionable automático y manual.
- Protección mediante contraseña para los ajustes y la configuración de protección.
- Prueba de carga o sin carga.
- Pantalla táctil (HMI).
- Alarma compatible con la norma NFPA 99/110.
- Anuncio con bocina sonora.

- Pantalla simulada de control del motor con indicadores para rpm, voltaje de CC de la batería, presión de aceite, temperatura del refrigerante del motor, horas del motor, número de arranques.



Figura 46 - Equipo de conmutación y controles en paralelo XML

10.2.2 Panel de control maestro EMCP 4.4

Permite el monitoreo y control remotos para hasta 8 grupos electrógenos a través de una red de alta velocidad. Permite conectar en paralelo grupos electrógenos equipados con EMCP 4.4 a una sola fuente de red eléctrica.

Es un sistema montado en la pared que monitorea y controla hasta ocho motores de grupos electrógenos para el funcionamiento en paralelo con o sin una fuente única de la red eléctrica.

Puede operar en modalidad de respaldo de emergencia, isla, y puesta en paralelo de la red eléctrica.

Características:

- Resumen y control del sistema para hasta 8 grupos electrógenos.
- Comunicación de alta velocidad con los Controladores EMCP4.4 del grupo electrógeno.
- Registro centralizado de alarmas.
- Incluye una interfaz a un sistema de administración de construcción a través de ModBus RS-485 o Ethernet.

- Modalidades de puesta en paralelo de red eléctrica disponibles.
- Sistema de seguridad con contraseña para garantizar la seguridad del sistema.
- Pantalla táctil HMI a color de 15".



Figura 47 – Control maestro EMPC 4.4

Mediante estos dispositivos se puede lograr la protección y control de todas las unidades generadoras, tanto como en funcionamiento en Isla como la puesta en paralelo entre ellos.

El control maestro y el equipo de conmutación y control en paralelo detallados son dispositivos provistos por CAT. Son totalmente compatibles con el modelo de generador establecido, y su adquisición se realiza juntamente con éste.

CAPÍTULO 11 - SERVICIOS AUXILIARES.

El sistema de servicios auxiliares es el conjunto de elementos destinados a cubrir los requerimientos de alimentación en corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) de los sistemas de iluminación, de los tomacorrientes y de la fuerza motriz y los sistemas de control, protecciones y comunicaciones de la estación transformadora.

Todos los dispositivos y circuitos correspondiente a la protección de los circuitos y automatismos, señalización, medición forman parte del sistema de servicios auxiliares. Cada parte se integran en forma adecuada para tener las funciones operativas y las características de confiabilidad requeridas.

El sistema de servicios auxiliares de CA se diseña con neutro rígidamente puesto a tierra, para operar nominalmente a $3 \times 380/220V - 50Hz$. Los límites de servicio serán de $U_n +10\%$, -15% [15]

Los equipos de potencia (interruptores y seccionadores), en general constan de tres partes: potencia, comando mecánico, y comando eléctrico. Los comandos eléctricos de dichos equipos son en C.C. ($110 V_{cc}$ a $220 V_{cc}$), con el objeto de tener siempre una fuente de energía que los alimente, y poder operar los equipos ante un evento en CA. De la misma manera ocurre con los sistemas de alarmas y señalización.

El tamaño y la envergadura de los equipos de potencia, en particular en muy alta tensión, hace que pasen desapercibidos los circuitos eléctricos que conforman la lógica y filosofía de funcionamientos de los mismos, dado que dichos circuitos están en los canales de cable y cañeros bajo tierra. Esos circuitos eléctricos, están alimentados por los Servicios Auxiliares de la E.T.

El sistema de CA es utilizado en general, para iluminación y calefacción de los equipos de potencia. La mayor carga de este sistema, es la tratadora de aceite del transformador de potencia. Los valores de tensión son en $380 V_{ca}$ y $220 V_{ca}$

Los Servicios Auxiliares de corriente alterna pueden tener varias formas de alimentación. Mediante uno o dos transformadores de servicios auxiliares que alimentaran al tablero principal "Tablero de Servicios Auxiliares de C.A." ubicado en la Sala de Comando.

La potencia nominal de los transformadores se determinará de acuerdo con las necesidades de cada proyecto, debiendo ser posible alimentar a pleno los servicios auxiliares desde un único transformador; como valor orientativo para estaciones transformadoras de EAT puede usarse 630 KVA. [15]

11.1 Distribución general de los servicios auxiliares.

Los consumidores esenciales y no esenciales que requieran disponer de energía eléctrica sin necesidad de presencia personal deberán contar con un sistema de detección de falla de tensión trifásico, con alarma.

La distribución se realiza siguiendo la siguiente categorización

- Consumidor esencial tipo 1: Son consumidores provistos con doble alimentación, pero con entrada única, la conmutación se realiza manualmente en caso de falla del cable de alimentación.
- Consumidor esencial tipo 2: Provistos de doble alimentación y de entradas independientes para cada alimentación. La posición normal de trabajo será: una alimentación desde las barras E, la otra desde las barras A (o B), pero ambas simultáneamente en servicio, en forma independiente.
- Consumidor no esencial tipo 1: Están previstos con doble alimentación. La solución a adoptar será idéntica a la indicada para los esenciales tipo 1, con la diferencia de que las alimentaciones serán tomadas: una de las barras A y otra de las barras B. Su aplicación típica es la alimentación a tableros de servicios auxiliares de CA de kiosco.
- Consumidor no esencial tipo 2: Son consumidores previstos con alimentación única. Por ejemplo: talleres, iluminación, etc. Pueden utilizarse interruptores termomagnéticos ultrarrápidos con limitación de corriente, equipados con contactos de repulsión que garanticen, como mínimo, igual grado de protección y selectividad que los fusibles

11.2 Cargas estimadas.

Se determina el equipamiento y máquinas eléctricas que habrán dentro de la instalación, teniendo en cuenta la potencia de cada una.

Ubicación	Artefacto	Potencia Unitaria [W]	Potencia [W]
Tanques	Bomba de aceite 1 HP	370	750
	Bomba de agua 2HP	746	1500
	Bomba de refrigerante 1 HP	370	750
	Bomba de tanque vacío 1 HP	370	750
Taller	Aire Acondicionado	2500	5000
	Iluminación	1100	1100
	Tomacorrientes	2200	2200
Oficina	Aire Acondicionado	2500	2500
	Iluminación	2200	2200
	Tomacorrientes	2200	2200
Sala de tableros	Aire Acondicionado	2500	5000
	Iluminación	1100	1100
	Tomacorrientes	2200	2200
Playa	Iluminación Exterior	240	2880
Total			31116

11.3 Transformador de SSAA

Las características del transformador para servicios auxiliares se detallan **Figura 48**.

Relación 13200 ± 2,5 ± 5% / 400 V - 231 V								
POTENCIA	PERDIDAS EN VACIO	PERDIDAS EN CTO. CTO.	TENSION EN CTO. CTO.	ALTO	ANCHO	LARGO	VOLUMEN DEL ACEITE	PESO TOTAL
KVA	W	W	%	mm	mm	mm	Lts	Kg
63	270	1350	4	1380	830	1200	135	560
100	350	1750	4	1400	780	1250	170	660
160	500	2500	4	1450	870	1350	210	910
200	600	3000	4	1470	830	1410	220	950

Figura 48 – Características transformador Servicios Auxiliares

El transformador para servicios auxiliares tiene una potencia de 63 kVA, relación de transformación 10,4/0,4 kV y conexión triangulo/estrella con neutro rígido a tierra.

Ante la ausencia de tensión en barras de 380 Vca, a través de una lógica de conmutación, arranca un grupo Diesel en forma automática y una vez repuesta la CA en barras, dicha lógica lo desconecta.

Las características del grupo Diesel se detallan en la **Tabla 27**.

Tabla 27 – Características grupo electrógeno de Servicios Auxiliares

Generador FEMA 30kVA	Modelo 4100D
Transferencia automática	Si
Tensión	380/220 V
Potencia	30 kVA
Combustible	Diesel
Frecuencia	50 Hz
RPM	1500
Consumo de combustible	244 g/kW.h

11.4 Baterías.

Mediante el sistema formado por el Rectificador / Cargador automático, y un banco de baterías, es posible suplir de corriente continua al tablero de servicios auxiliares de CC ante la falta de CA de alimentación. Si la falta de corriente alterna es durante largo tiempo, y no puede reponerse la carga de la batería, la batería tiene la capacidad suficiente para mantener la carga de los SSAA hasta la reposición de la CA para no llegar a la instancia de un apagón. La capacidad de la batería se define en 8 hs (C8).

La corriente de salida se fija en el consumo propio en CC más un 20% adicional de la capacidad de la batería, esta corriente de salida es limitada automáticamente por el cargador.

El cargador permite la carga de la batería en flote y a fondo o comúnmente llamado carga profunda.

Los consumos de SSAA en CC son de tipo:

- Comando y protección
- Señalización de fallas
- Enclavamiento
- Señalización de Posición
- Alarmas
- RTU
- Iluminación de emergencia
- FM en CC o alimentación de motores de CC

11.5 Cargador de batería.

La función es suministrar de una corriente de valor adecuado, manteniendo la tensión de salida constante, pudiendo soportar la demanda de cargas normales, permanentes de consumo y eventuales. En la **Figura 49** se muestra el esquema de un cargador de baterías

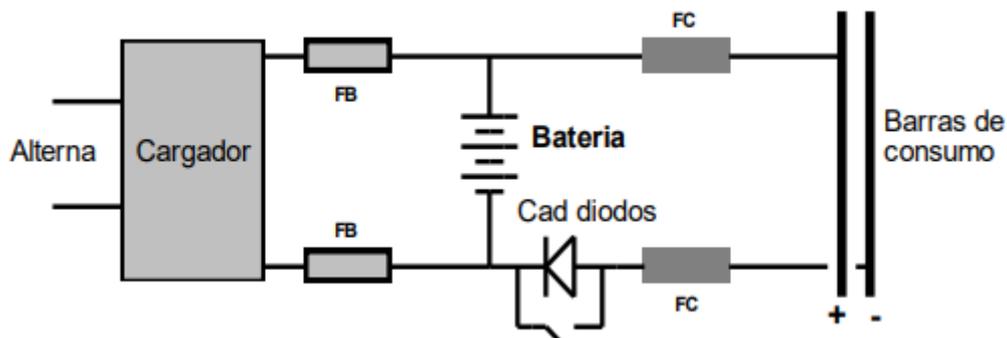


Figura 49 - Esquema de cargador de baterías.

Es importante definir que este elemento debe ser capaz de realizar un régimen de carga a fondo y un régimen de carga de flote.

El régimen de carga a flote limita la corriente entre el 0 y 100% de la corriente nominal del cargador, cuando se excede del valor el equipo reduce la tensión de salida limitando la corriente.

Luego de una interrupción del servicio de corriente alterna la batería queda total o parcialmente descargada, el cargador debe restituir la carga nominal en el menor tiempo posible por lo tanto exige un régimen de carga rápido. A este régimen se lo conoce como Régimen de carga a fondo o Carga Profunda. Ambas operaciones de carga son completamente automáticas.

CAPÍTULO 12 - DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES.

El diseño y cálculo de los cables de potencia en BT y MT, de alimentación se basa en los siguientes criterios:

- Resistencia mecánica: Se tuvo en cuenta consideraciones referidas al montaje e instalación de los cables.
- Intensidad admisible del conductor: Las solicitaciones térmicas debidas a la corriente eléctrica y las posibilidades de evacuación de calor en función del tipo de montaje del cable

$$I_{AD} = I_N \cdot \sqrt{\frac{\Delta\theta}{\Delta\theta_N}} \cdot S \quad (23)$$

$$\Delta\theta = \Delta\theta_N + 30K + \theta_F$$

Donde:

- I_{AD} : es la intensidad admisible a las condiciones de montaje
- I_N : Intensidad nominal del cable en condiciones específicas normalizadas
- $\Delta\theta_N$: Sobre temperatura en condiciones normales
- θ_F : Nueva temperatura ambiente
- $\Delta\theta$: Nuevo valor de sobretemperatura permitido
- Caída de Tensión: La ecuación (24) expresa el valor de la caída de tensión que se produce, se tiene en cuenta el máximo valor de caída de tensión tolerada.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot [R_F \cdot \cos(\varphi) + X_{LF} \cdot \text{sen}(\varphi)]$$

$$R_F = R_{20^\circ C} \cdot (1 + \alpha_t \cdot \Delta T + \beta_t \cdot \Delta T^2) \quad (24)$$

$$X_{LF} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[K_L + 0,46 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot D_{MG}}{D}\right) \right]$$

- Cortocircuito: Los cortocircuitos producen efectos electrodinámicos y térmicos, que el cable debe ser capaz de soportar durante un tiempo determinado.

$$S_{MÍN} = \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{CC-MÁX}}{C} \quad (25)$$

Donde:

- $S_{MÍN}$: Sección mínima del conductor a soportar los efectos térmicos producidos por un cortocircuito.

- t_d : Tiempo de desconexión de la protección en despejar la falla
- I_{CC-MAX} : Valor eficaz de la corriente de cortocircuito máxima
- C : factor que tiene en cuenta la sobretemperatura, tipo de aislación y su forma constructiva mostrado en **Tabla 28**.

Tabla 28 – Factor por sobretemperatura final.

Temperatura Inicial en °C	Temperatura final de Cortocircuito en °C					
	140	160	180	200	220	250
90	86	100	112	122	131	143
85	90	104	115	125	134	146
80	94	108	119	129	137	149
75	99	111	122	132	140	151
70	103	115	125	135	143	154
65	107	119	129	138	146	157
60	111	122	132	141	149	160
50	118	129	139	147	155	165
40	126	136	145	153	161	170
30	133	143	152	159	166	176

12.1 Corriente admisible en conductores.

Para una elección inicial de los cables conductores en longitudes cortas (menores a 15m) se tuvo en cuenta la corriente admisible de los conductores en función de las cargas a alimentar, en segunda instancia se verifica por cortocircuito.

Para longitudes mayores se procedió de manera similar, se obtuvo una sección inicial mediante corriente admisible, luego se verifica por caída de tensión y por cortocircuito.

El método más empleado para la determinación de una sección de conductor es el que tiene en cuenta la capacidad de carga máxima teniendo en cuenta la forma de la instalación. Esta información es brindada por los fabricantes en sus catálogos cumplen con la norma IEC 0271.

Los valores brindados son afectados por factores correctivos, que tienen en cuenta la resistencia térmica del suelo en función del contenido de humedad, acumulaciones de calor en colchones de aire como caños, temperatura del aire, calentamiento y por agrupamiento de cables.

Cuando se conecten en una misma fase dos o más conductores debe tenerse mucho cuidado en que el reparto de corrientes sea equitativo en cada uno de ellos.

En aquellos casos donde las condiciones de disipación térmica difieran a lo largo de la ruta del cable, la capacidad de corriente será la adecuada para la parte de la trayectoria que posea las condiciones más adversas.

Los cables aislados serán instalados en canalizaciones entubadas, correspondiente según norma IEC 60364 al método de instalación D: Cables multiconductores o monoconductores simplemente enterrados o enterrados en cañerías.

Las **Figura 50** y **Figura 51** muestran valores de corriente admisible para conductores de hasta 13,2 y 1 kV respectivamente.

Las corrientes máximas de cada circuito se detallan en la **Tabla 29**.

Tabla 29 – Resumen Corrientes y conductores por circuito.

Circuito	Tensión [V]	Corriente nominal máx. [A]	Sección [mm²]
Salida de Generador	400	2887	4x(1x185)
Salida de Transformador	10,4 kV	111	3x25
Salida de transformador SSAA	400	90,9	4x35
Alimentación tablero Tanques	400	6,4	4x4
Alimentación tablero Taller	400	14,1	4x4
Alimentación tablero Oficinas	400	11,7	4x4
Alimentación sala de celdas	400	20,3	4x4
Iluminación exterior 1/2	220	7,6	2,5
Iluminación Exterior 2/2	220	7,6	2,5

Sección nominal mm ²	Unipolar						Tripolar	
	⊖		⊖ ⊖ ⊖ 		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
25	230	178	179	139	163	127	144	111
35	277	214	214	166	195	151	172	133
50	329	255	252	196	230	178	202	157
70	405	314	308	239	281	218	248	192
95	488	378	368	285	335	260	296	229
120	557	432	418	324	381	296	336	261
150	627	486	468	363	427	331	376	291
185	710	551	527	410	481	374	425	331
240	829	644	611	475	557	434	490	383
300	939	729	689	535	626	489	553	433
400	1079	843	786	614	714	562		

Figura 50 – Corriente admisible nominal en tierra para cables 13,2 kV

Sección nominal mm ²	Unipolar						Bipolar	Tripolar Tetrapolar Tripolar/Neutro	
	⊖		⊖ ⊖ ⊖ 		⊖ ⊖ ⊖		⊖ ⊖	⊖ ⊖ ⊖	⊖ ⊖ ⊖
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Cobre	Aluminio
1,5	49		40		35		37	30	
2,5	65		52		46		49	39	
4	85		67		59		64	51	
6	106		84		73		80	64	
10	143		111		97		108	85	
16	186	144	143	99	125	97	139	111	86
25	241	187	183	128	161	125	180	144	112
35	291	225	219	153	193	149	217	173	134
50	345	267	258	182	228	177	257	210	163
70	425	330	314	223	279	216	317	259	201
95	510	395	375	266	333	258		310	240
120	582	451	425	303	378	294		352	274
150	652	505	475	339	424	329		396	307
185	738	573	535	384	478	372		448	349
240	859	667	619	447	553	432		517	405
300	970	754	696	504	621	487		581	457
400	1111	867	793	580	709	559			
500	1266	993	800	587	717	566			
630	1462	1153	814	603	734	580			

Figura 51 – Corriente admisible nominal en tierra 1 kV

Según la temperatura del terreno, se afecta el valor de la corriente admisible por un factor de corrección.

Tabla 30 – Factor de corrección por temperatura del terreno

Temperatura servicio 90°C	Temperatura del terreno, θ_t , °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
Factor corrección	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	

Tabla 31 – Factor de corrección según resistividad del terreno

Tipo de Cable	Resistividad térmica del terreno (en K.m/W)											
	0,80	0,85	0,90	1	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80	
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66	
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69	

Tabla 32 – Resistividad de terrenos

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Estado de terreno Humedad	Condiciones atmosféricas
0,40	inundado	
0,50	muy húmedo	muy lluvioso
0,70	húmedo	lluvia frecuente
0,85	poco húmedo	
1,00	normal	lluvia escasa
1,20	tierra de relleno	
1,50	arenoso seco	muy poca lluvia
2,00	piedra arenisca	
2,50	piedra caliza	
3,00	piedra granítica	

Tabla 33 – Factor de corrección por agrupamiento o separación

Separación entre cables o ternos	Número de cables o ternos en zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
En contacto	0:80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
D= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
D= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
D= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Separación entre cables o ternos	Número de cables o ternos en zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
D= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 34 – Factor de corrección según profundidad de instalación.

Profundidad (en metros)	0,40	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,95

Para cables enterrados se instalará un circuito por tubo. La relación entre el diámetro interior del tubo y el diámetro aparente del circuito será superior a 2. Esto implica un incremento de la resistencia térmica y se aplicará los siguientes factores de corrección adicionales.

Para canalizaciones de corta longitud, menores a 15 metros, el tubo se rellena con aglomerados de baja resistencia térmica como la bentonita, y no será necesario aplicar un factor de corrección de intensidad admisible.

Para otras canalizaciones entubadas, en donde se tiene un cable tripolar o una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplica un factor de corrección de 0,8

En el caso de emplearse un cable unipolar por tubo se aplica un factor de corrección de 0,9

12.2 Caída de tensión.

La caída de tensión debe satisfacer valores máximos entre el origen de la instalación y el punto de utilización.

Tabla 35 – Valores máximos de caída de tensión.

	Instalaciones alimentadas en baja tensión	Instalaciones alimentadas por una subestación transformadora
Iluminación.	≤ 3%	≤ 6%
Otras Utilizaciones	≤ 5%	≤ 8%
Máx. caída de tensión durante el arranque de motores.	≤ 13%	≤ 13%

El valor de caída de tensión se obtiene a partir la ecuación (24)

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot [R_F \cdot \cos(\varphi) + X_{LF} \cdot \sin(\varphi)]$$

$$R_F = R_{20^{\circ}C} \cdot (1 + \alpha_t \cdot \Delta T + \beta_t \cdot \Delta T^2) \quad (24)$$

$$X_{LF} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left[K_L + 0,46 \cdot \log \left(\frac{2 \cdot D_{MG}}{D} \right) \right]$$

Depende de la corriente de la carga a alimentar, la resistencia y reactancia inductiva del conductor. La reactancia inductiva puede calcularse según las características constructivas del cable y el tipo de instalación. Generalmente esta característica es brindada por el fabricante en los catálogos de características eléctricas de los conductores.

12.3 Verificación de sección mínima por cortocircuito.

Durante un cortocircuito los cables conductores sufren grandes esfuerzos mecánicos y térmicos.

El calentamiento del conductor para el caso de un cortocircuito, se puede mantener dentro de valores admisibles eligiendo una sección adecuada. Esto se calcula partiendo de la duración del cortocircuito, que viene determinada por el tiempo de desconexión del dispositivo de protección.

Mediante la ecuación (25) se obtiene el valor mínimo de sección, este valor debe redondearse a la sección nominal comercial inmediatamente superior, ya que una sección menor supone una temperatura final inadmisibles por el conductor.

$$S_{MÍN} = \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{CC-MÁX}}{C} \quad (25)$$

La tabla de conductores y secciones para los cables de potencia y alimentación verifican según los cálculos realizados en el ANEXO III – CALCULO DE CABLES CONDUCTORES.

CAPÍTULO 13 - SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Garantizar un buen sistema de puesta a tierra en la estación transformadora es fundamental para la correcta operación del sistema eléctrico.

El diseño de la puesta a tierra se basó en la norma ANSI/IEEE standard 80-2000 “IEEE Guide for safety in AC Substation grounding”

Los objetivos de cualquier sistema de puesta a tierra son: Proporcionar los medios para disipar cualquier corriente de falla, sin sobrepasar los límites constructivos de la red y de los equipos. Asegurar que las personas dentro de la subestación y en su periferia no queden expuestas a las corrientes de choque o tensiones de paso y contacto inadmisibles.

Las tensiones de paso son las menos peligrosas, ya que este defecto se reduce instalando una capa superficial de alta resistividad como un suelo de piedras, salvo en el perímetro exterior de la subestación, donde las tensiones de paso pueden ser peligrosas.

Las tensiones de paso y de malla que se calcula son menores a las tensiones de paso y toque tolerables por el cuerpo humano.

El sistema de puesta a tierra se compone de una malla de conductores colocados de manera horizontal y en forma de cuadrículas, conectadas a un conjunto de jabalinas de cobre a lo largo del perímetro de la malla, las jabalinas son de longitud considerada a fin de penetrar capas de suelo con menor resistividad.

13.1 Criterios de diseño [16].

Corriente máxima a disipar por la malla.

$$I_G = I_F \cdot D_f \cdot S_c \cdot C_p \quad (26)$$

Donde:

I_F : Corriente simétrica de falla a tierra en A.

D_f : Factor de decremento para tener en cuenta la componente continua.

S_c : Factor de división de corriente.

C_p : Factor de crecimiento a futuro de la subestación.

13.1.1 Corriente simétrica de falla a tierra.

Se considera las corrientes de fallas calculadas en CAPÍTULO 8 - ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

- Falla Monofásica a tierra: Se considera resistencia de falla igual a cero, y se ignora la resistencia de puesta a tierra de la subestación.

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \cdot E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (27)$$

- Falla bifásica a tierra: Se considera resistencia de falla igual a cero, y se ignora la resistencia de puesta a tierra de la subestación.

$$I_{2\phi-T} = \frac{3 \cdot E \cdot Z_2}{Z_1 \cdot (Z_0 + Z_2) + Z_2 \cdot Z_0} \quad (28)$$

Donde:

E : Tensión Fase-Neutro RMS

Z_1 : Impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema en el punto de falla.

Z_2 : Impedancia equivalente de secuencia negativa del sistema en el punto de falla.

Z_0 : Impedancia equivalente de secuencia homopolar del sistema en el punto de falla.

13.1.2 Factor de decremento.

Se considera la corriente asimétrica de falla, la cual resulta de multiplicar la corriente simétrica de falla por el factor de decremento.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \cdot (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})} \quad (29)$$

$$T_a = \frac{X}{\omega R}$$

Donde:

t_f : Duración de la falla en s.

T_a : Constante de tiempo de la componente DC

X, R : Componentes de la impedancia subtransitoria de falla que se usan para determinar la relación X/R .

La duración de la falla y la duración del choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla sea la suma de choques sucesivos, como los producidos por los re-cierres automáticos de los re-conectores. La selección de t_f puede reflejar tiempos de despeje rápidos de la subestación de transmisión y tiempos de despeje lentos para subestaciones de distribución e

industriales. La selección de t_f puede resultar en la combinación más pesimista de factores de decremento de corrientes de falla y corrientes permitidas por el cuerpo humano. Valores típicos para t_f están en el rango de 0.25 s a 1 s.

13.1.3 Factor de crecimiento.

Si la malla de puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestación, y no se consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores, $CP = 1$.

13.1.4 Factor de división de corriente.

El proceso del cálculo consiste en derivar una representación equivalente de los cables de guarda, neutros, etc. Esto es, conectarlos a la malla en la subestación y luego resolver el equivalente para determinar qué fracción de la corriente total de falla fluye entre la malla y la tierra circundante, y qué fracción fluye a través de los cables de guarda o neutros, hacia las tierras de los pie de torres que entran y sacan líneas de la subestación.

$$S_f = \frac{(Z_{eq})_{x/y}}{R_g + (Z_{eq})_{x/y}} \quad (30)$$

$(Z_{eq})_{x/y}$: Impedancia equivalente de X cables de guarda de líneas de transmisión e Y neutros de alimentadores de distribución.

R_g : Resistencia del sistema de puesta a tierra.

13.2 Sección mínima del conductor.

La elevación de temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación:

La verificación térmica del sistema obedece a que la peor de las fallas que involucre tierra, durante el tiempo que la falla esté presente, no se produzcan calentamientos excesivos en el conductor de la malla de puesta a tierra. Para este punto se utiliza una ecuación aproximada reconocida por las normas, que es:

$$S_{min} = \frac{I_{fmax} \cdot \sqrt{t_d}}{\sqrt{9,64 \cdot \frac{c \cdot g_{cu}}{\rho_{cu} \cdot \alpha} \cdot (\log(1 + \alpha \cdot (T_G - T_0)))}} \quad (31)$$

Donde:

I_{fmax} : Valor de la corriente de cortocircuito máxima calculada.

t_d : Duración del defecto en segundos

c : calor específico del cobre, vale 380 J/kg.K

g_{cu} : Peso específico del cobre, vale 8900 kg/m³

ρ_{cu} : Resistividad del cobre a la temperatura inicial T_0

$$\rho_{cu} = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T_G - 20^\circ C)] \quad (32)$$

36. T_G : Temperatura final del cobre, se puede adoptar los valores de la Tabla

T_0 : Temperatura inicial del cobre, generalmente se toma 20 °C

Tabla 36 – Temperaturas final en base al tipo de instalación

Tipo de instalación	T_G
Estaciones importantes, urbanas o próximas a centrales generadoras.	200 °C
Estaciones rurales situadas en terrenos agresivos.	230 °C
Estaciones rurales situadas en terrenos normales.	270 °C

La sección mínima del conductor es: 129,34 mm²

Se emplea para los siguientes cálculos una sección inmediata superior comercial de 150 mm²

13.3 Cálculo de las tensiones de paso y contacto admisibles.

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 50 kg. de peso corporal, durante un circuito accidental no debe exceder los siguientes límites:

-Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. de peso corporal:

$$E_{p50} = (1000\Omega \cdot m + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116V \cdot \sqrt{seg}}{\sqrt{t_d} \cdot \Omega \cdot m} \quad (33)$$

Se introduce aquí el factor de disminución de la capa superficial (CS), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito. La norma expone un procedimiento matemático y presenta unas gráficas para encontrar el valor de CS; sin embargo, también presenta una expresión empírica para el valor de CS, Este valor está dentro del 5% de los valores obtenidos con un método más analítico.

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_t}{\rho_s}\right)}{2 \cdot \frac{h_s}{1m} + 0,09} = 0,073 \quad (34)$$

Donde:

ρ_t : Resistividad del terreno.

ρ_s : Resistividad de la capa superficial.

h_s : Profundidad de la capa superficial.

-Tensión de contacto límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. de peso corporal:

$$E_{c50} = (1000\Omega \cdot m + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116V \cdot \sqrt{seg}}{\sqrt{t_d} \cdot \Omega \cdot m} \quad (35)$$

13.4 Diseño preliminar de la malla.

13.4.1 Datos necesarios para el sistema.

Los datos y algunos valores preliminares para se detallan a continuación.

Resistividad del terreno ρ_t : 280 $\Omega \cdot m$

Resistividad superficial piedra triturada ρ_s : 2000 $\Omega \cdot m$

Profundidad de la capa superficial h_s : 0,15 m

Profundidad de implementacion de la malla H: 1 m

Resistividad del cobre a 20°C ρ_{20° : $1,71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$

Largo en eje x L_x : 50 m

Largo en eje y L_y : 60 m

Área de la malla A: 3000 m²

Numero de conductores en el eje x N: 21

Numero de conductores en el eje y M: 17

Disancia entre conductores paralelos D: 3 m

Diametro de la jabalina ϕ_j : 19,5 mm

Largo de la jabalina L_j : 3 m

Número de jabalinas N_j : 20

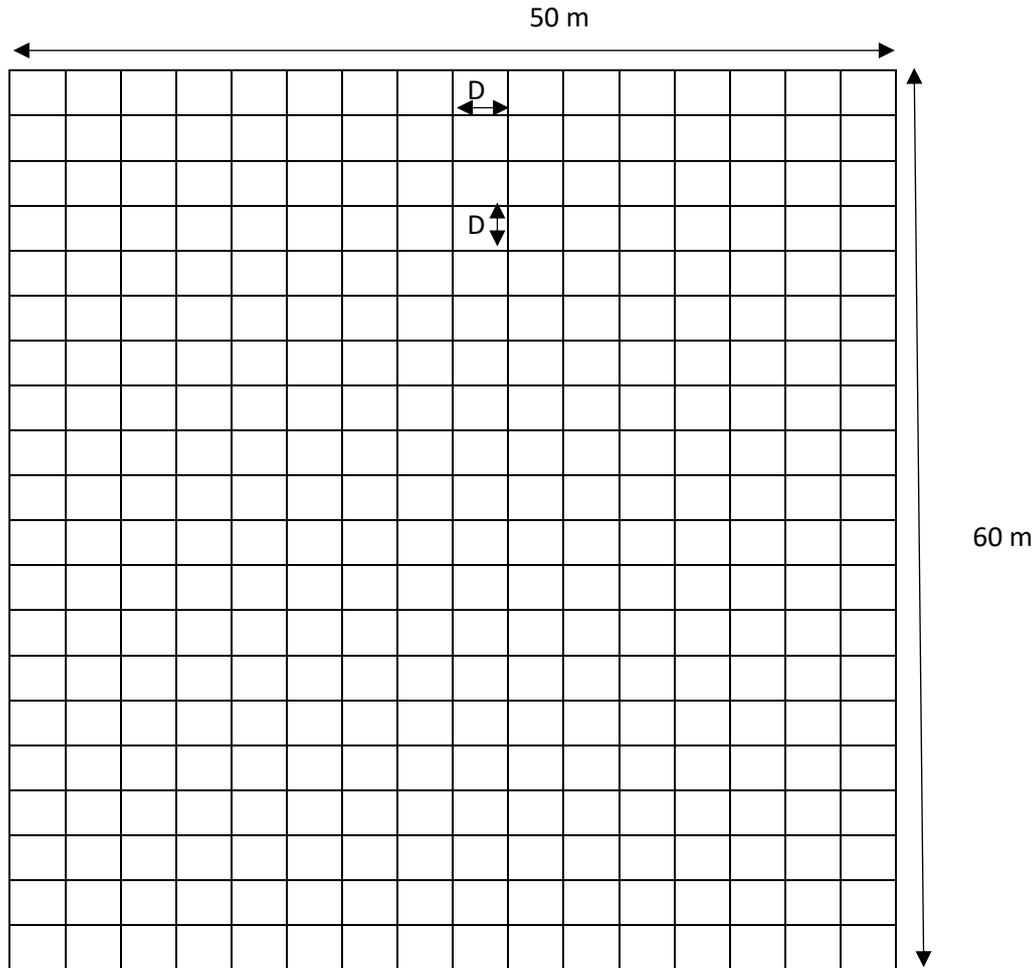


Figura 52 – Diseño inicial de malla rectangular.

13.4.2 Cálculo de la resistencia de malla.

Schwarz desarrolló el siguiente conjunto de ecuaciones para determinar la resistencia de un sistema de puesta a tierra en un suelo homogéneo que consta de una malla horizontal con electrodos verticales (varillas). Schwarz empleó la siguiente ecuación para cambiar la resistencia de la malla, varillas y la resistencia mutua, para calcular la resistencia de puesta a tierra R_g .

La resistencia de la malla está dada por la ecuación (36)

$$R_m = \frac{\rho_t}{L_m} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{\sqrt{\phi_c \cdot H}} \right) + K_1 \cdot \frac{L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right) \quad (36)$$

Los valores de K_1 y K_2 se obtienen a partir de las ecuaciones (37) y (38)

$$K_1 = -0,05 \cdot \frac{L_x}{L_y} + 1,20 \quad (37)$$

$$K_2 = 0,1 \cdot \frac{L_x}{L_y} + 4,68 \quad (38)$$

La resistencia del conjunto de jabalinas está dada por la ecuación (39)

$$R_j = \frac{\rho_t}{2\pi \cdot L_j \cdot N_j} \cdot \left(\ln \left(\frac{8 \cdot L_j}{\phi_j} \right) - 1 + \left(\frac{2K_1 \cdot L_j}{\sqrt{A}} \right) \cdot (\sqrt{N_j} - 1)^2 \right) \quad (39)$$

La resistencia mutua malla-jabalina está dada por la ecuación (40)

$$R_w = \frac{\rho_t}{L_m \cdot \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{L_j} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right) \quad (40)$$

Con los valores de resistencia de malla, del conjunto de jabalinas y la influencia mutua se obtiene la resistencia equivalente total del sistema de puesta a tierra, esta es el paralelo de la malla con las jabalinas considerando la influencia mutua entre ellas.

$$R_c = \frac{R_m \cdot R_j - R_w^2}{R_m + R_j - 2 \cdot R_w} \quad (41)$$

Donde:

L_m : Longitud total de la malla enterrada

$$L_m = L_x \cdot N + L_y \cdot M \quad (42)$$

A: Área total de la malla

$$A = L_x \cdot L_y \quad (43)$$

L_p : Longitud del perímetro

$$L_p = 2 \cdot L_x + 2 \cdot L_y \quad (44)$$

L_T : Longitud total malla-jabalina

$$L_T = L_m + N_j \cdot L_j \quad (45)$$

13.5 Cálculo de tensión de malla.

Se determinó la tensión de malla, también conocida como tensión contacto.

$$E_m = \frac{\rho_t \cdot I_{fmin} \cdot K_m \cdot K_i}{L_{EM}} \quad (46)$$

El valor de K_m es un factor que tiene en cuenta la forma geométrica de la malla y viene dada por la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{D^2}{16H \cdot \phi_c} + \frac{(D + 2H)^2}{8D \cdot \phi_c} - \frac{H}{4\phi_c} \right) + \left(\frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right) \right) \quad (47)$$

Además, n representa el número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}; n_c = \left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{0,7A}; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (48)$$

D_m es la distancia máxima que existe entre conductores paralelos en toda la malla. Teniendo en cuenta la forma geométrica de la malla se establece n como:

- Cuadrada: $n = n_a$
- Rectangular: $n = n_a \cdot n_b$
- En forma de L: $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c$

K_h está determinado por:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{H}{1m}} \quad (49)$$

Para mallas con jabalinas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias jabalinas de tierra en las esquinas, así como para ambos casos, $K_{ii} = 1$; donde K_{ii} es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

Para mallas sin varillas de tierra o para mallas con sólo unas pocas varillas esparcidas a través de la malla, pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada L_{EM} es:

$$L_{EM} = L_m + (N_j \cdot L_j) \quad (50)$$

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada L_{EM} es:

$$L_{EM} = L_m + \left[1,55 + 1,22 \cdot \left(\frac{L_j}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] N_j \cdot L_j \quad (51)$$

El valor de K_i se define como un factor de irregularidad y vale:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (52)$$

13.6 Cálculo de tensión real de paso.

Se determina los valores de tensiones de paso. Se emplea las siguientes ecuaciones empíricas.

$$E_p = \frac{\rho_t \cdot I_{fmin} \cdot K_s \cdot K_i}{L_s} \quad (53)$$

Para mallas con o sin jabalinas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado L_s es:

$$L_S = 0,75 \cdot L_m + 0,85 \cdot (N_j \cdot L_j) \quad (54)$$

Se asume que el E_p máximo ocurre sobre una distancia de 1m hacia fuera del conductor perimetral en el ángulo que bisecta la esquina más extrema de la malla. El valor de K_S se calcula:

$$K_S = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2H} + \frac{1}{D+H} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{(n-2)}) \right] \quad (55)$$

13.7 Verificación del sistema de puesta a tierra.

Si ambas tensiones calculadas de contacto y de paso son menores que las tensiones tolerables, el diseño sólo necesita los refinamientos requeridos para proporcionar acceso a las bajantes de los equipos. Si no, el diseño preliminar debe ser modificado.

Si se exceden las tensiones tolerables de contacto y de paso, es necesaria la revisión del diseño de la malla [17]. Estas revisiones pueden incluir espaciamientos de conductores más pequeños, varillas adicionales de tierra, etc.

$$\begin{aligned} E_p &\leq E_{p50} \\ E_c &\leq E_{c50} \end{aligned} \quad (56)$$

Después de satisfacer los requerimientos de tensiones de paso y de contacto, se pueden requerir varillas de tierra y malla adicional. Los conductores adicionales de malla se requieren si su diseño no incluye conductores cerca de los equipos a ser puestos a tierra. Se pueden requerir varillas adicionales en la base de los pararrayos, neutros de transformadores, etc. El diseño final también será revisado para eliminar peligros debido a potenciales transferidos y peligros asociados con áreas de interés especial.

a) Disminuir la resistencia total de la malla:

Al disminuir R_g se disminuye el GPR y por lo tanto el voltaje máximo transferido. Esto se puede lograr aumentando el área total de la malla (A), enterrando varillas de puesta a tierra, que penetren en capas de más baja resistividad.

b) Disminuir o ajustar los espaciamientos de los conductores de la malla (D):

Además de disminuir el espaciamiento D (lo cual aumenta la cantidad de conductor a enterrar) también se puede pensar en extender el conductor de la malla por fuera de la cerca, incrementar la cantidad de varillas perimetrales, enterrar dos o más conductores paralelos a lo largo del perímetro, aumentar la profundidad de la malla y disminuir el espaciamiento cerca al perímetro de la malla.

c) Derivar una porción más grande de la corriente de falla hacia otras trayectorias:

Esto se puede lograr disminuyendo la resistencia de puesta a tierra de las torres vecinas a la subestación. Esto también significa trasladar el problema a las torres de transmisión y distribución, donde no hay control de acceso.

- d) Limitando la corriente total de falla
- e) Colocando barreras para limitar el acceso a algunas áreas
- f) Instalando mallas equipotenciales:

Hacerlo debajo de la capa de roca triturada y en los sitios donde las cuadrillas se ubican con más frecuencia. Las mallas equipotenciales se conectan a la malla principal y a la estructura metálica.

Los cálculos se detallan en ANEXO IV - DISEÑO DE PUESTA A TIERRA. Estos verifican cumplen los requerimientos de la norma, los resultados finales se detallan en la **Tabla 37**.

Tabla 37 – Resultados de puesta a tierra.

	Valores
Tensión máxima de contacto	587 V
Tensión de contacto obtenida	508,32 V
Tensión máxima de paso	1932,06 V
Tensión de paso obtenida	558,44 V
Resistencia de malla de puesta a tierra	2,13 Ω

CAPÍTULO 14 - CALCULO DE ILUMINACION DE PLAYA EXTERIOR.

Se indica los puntos más salientes de la iluminación global de la industria. Para ello se considera los valores de iluminación establecidos por la Ley de Higiene y seguridad en el Trabajo y Decreto 351/1979. Con estos valores y las dimensiones del predio y los locales que lo componen se establece la cantidad de luminarias necesarias para cumplimentar con lo requerido por la mencionada Ley.

Para estaciones transformadoras estipula para circulación 100 lux a nivel del suelo.

El cálculo del número de proyectores necesarios se realiza mediante el método de los lúmenes. Si se requiere más precisión, se recurre al método del punto por punto. Para grandes instalaciones como estadios deportivos u otras análogas, conviene realizar los cálculos por ordenador debido a su enorme complejidad.

14.1 Parámetros de luminotecnia.

Una lámpara de 25 W se refiere a la potencia eléctrica consumida, de la cual solo una parte se convierte en luz visible. El flujo luminoso (Figura 53) puede medirse en vatios, sin embargo, resulta mucho más práctico definir una nueva unidad (Lumen) que tome como base la radiación visible. Empíricamente se demuestra que a una radiación de 555nm de 1W de potencia emitida, le corresponde 683 lumen.

Se define el flujo luminoso como la potencia (W) emitida en forma de radiación luminosa a la que el ojo humano es sensible. Su símbolo es Φ y su unidad es el lumen (lm)



Figura 53 – Flujo luminoso e intensidad luminosa.

El flujo luminoso da una idea de la cantidad de luz que emite una fuente de luz en todas las direcciones del espacio. Por contra, generalmente los proyectores sólo iluminan en una dirección. Es necesario conocer cómo se distribuye el flujo en cada dirección del espacio, para ello se define la intensidad luminosa.

La intensidad luminosa es el flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta. Su símbolo es I y su unidad la candela (cd).

$$I = \frac{\Phi}{\omega} \text{ [cd]} \quad (57)$$

La iluminancia es el flujo luminoso recibido por una superficie, su unidad es el lux (Lx) que es la relación entre el flujo luminoso y la superficie, ecuación (58)

$$E = \frac{\Phi}{S} \left[\frac{\text{lm}}{\text{m}^2} \right] = \text{[lx]} \quad (58)$$

Lo que ocurre con la iluminancia se conoce por la ley inversa de los cuadrados que relaciona la intensidad luminosa (I) y la distancia a la fuente. Esta ley solo es válida si la dirección del rayo de luz incidente es perpendicular a la superficie.

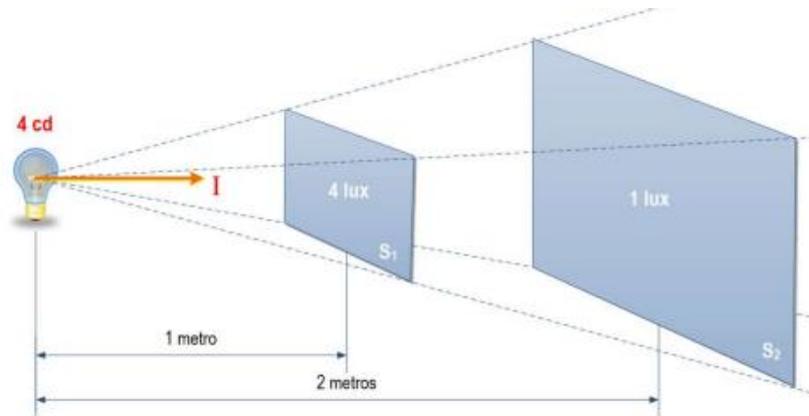


Figura 54 – Ley inversa de los cuadrados

Sin embargo, la iluminancia no se encuentra vinculada a una superficie real, puede ser determinada en cualquier lugar del espacio, y se puede deducir de la intensidad luminosa, ya que esta disminuye con el cuadrado de la distancia de la fuente de luz:

$$E_h = \frac{I \cdot \cos(\alpha)}{d^2} \quad (59)$$

$$E_v = \frac{I \cdot \sen(\alpha)}{d^2} \quad (60)$$

A la componente horizontal de la iluminancia E_h se le conoce como la ley del coseno. Es fácil ver que si $\alpha = 0$ nos queda la ley inversa de los cuadrados. Si expresamos E_h y E_v en función de la distancia del foco a la superficie (h) queda:

$$E_h = \frac{I \cdot \cos^3(\alpha)}{h^2} \quad (61)$$

$$E_v = \frac{I \cdot \cos^2(\alpha) \cdot \sen(\alpha)}{d^2} \quad (62)$$

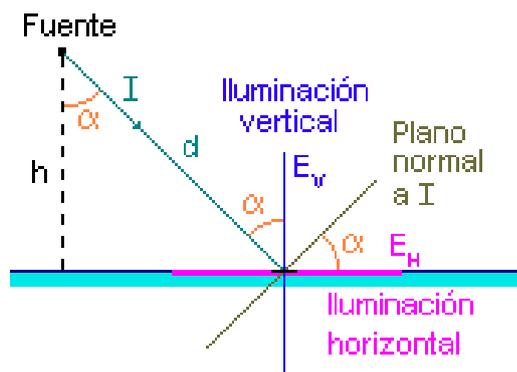


Figura 55 – Iluminación en caso de rayo no perpendicular.

Para los casos en los que el punto esté iluminado por más de una lámpara, su iluminancia total es la sumatoria de la luminancia recibida por cada artefacto.

$$E_H = \sum_{i=1}^n \frac{I_i \cdot \cos^3(\alpha_i)}{d_i^2} \quad (63)$$

$$E_v = \sum_{i=1}^n \frac{I_i \cdot \cos^2(\alpha_i) \cdot \text{sen}(\alpha_i)}{d_i^2} \quad (64)$$

14.2 Elección de proyector.

Para la elección del proyector se consideró distintas opciones de luminaria disponibles en el mercado.

Tabla 38 – Alternativas de proyectores de iluminación.

Marca	Modelo	Potencia	Eficiencia Lumínica	Ángulo de apertura	Flujo Lumínico	Precio
Philips	Tango Led G2	200 W	100 Lm/W	Simétrica: Wides Beam	20000 Lm	\$ 19.500
MachLed	LL-FC240-B1	240 W	130 Lm/W	Simétrica: Wide	31200 Lm	\$20.000
Lattice Lighting	LL-FC320-B1	320 W	90 Lm/W	Simétrica Middle	28800 Lm	\$18.900

La mejor alternativa es un proyector MachLed de 240 W. Este dispositivo presenta mejores características que compensan la desventaja del precio, convirtiéndolo en la opción más redituable. Las características técnicas se muestran en la **Tabla 39**.

Tabla 39 – Ficha técnica de proyector.

Modelo	LL-FC240-B1
Tensión de entrada	AC 100V - 277V
Consumo de potencia	240W
Cantidad de LED's	3 módulos de 36 LEDS
Eficiencia luminosa (en LED)	130 lm/w
Flujo luminoso	> 31200 lm
Eficiencia luminosa (en toda la lámpara)	130 lm/w
Color	Blanco Cálido/Blanco
Temperatura de color	3000k ~ 5000k
Índice de reproducción cromática	≥70
Temperatura de juntura	50°C
Vida útil	>50000 horas
Temperatura ambiente	-35°C a + 50°C
Humedad ambiente	10 - 90%
Peso neto	8,7 kg
Factor de potencia	> 0.95
Driver	Inventronics 78000 horas vida útil dimerizable
Peso bruto	9,2 kg
Materiales	Inyección de aluminio
Grado IP	IP 65



Figura 56 – Proyector LED MachLed 240 W

14.3 Cálculo de cantidad de proyectores.

Se empleó el método de los lúmenes o método del flujo luminoso. Se basa en calcular el valor medio en servicio de la iluminancia, luego de establecer un valor medio mínimo de iluminancia y el flujo luminoso del proyector.

$$N = \frac{E_{med} \cdot S}{\Phi \cdot \eta \cdot CBU \cdot F_m} \quad (65)$$

Donde:

- N es el número de proyectores mínimo.
- E_{med} : Iluminancia media recomendada para cada aplicación.
- S : Superficie a iluminar en m^2
- Φ : Flujo luminoso del proyector.
- CBU: Coeficiente de utilización del haz (Coefficient of Beam Utilization) que se define como la relación entre los lúmenes que llegan a la superficie iluminada y los lúmenes del haz. Su valor que oscila entre 0,6 y 0,9.
- F_m : Factor de mantenimiento cuyo valor está entre 0,65 y 0,80. Sirve para cuantificar la disminución del flujo luminoso por el envejecimiento de las lámparas y por la suciedad acumulada en estas y el proyector.

Los parámetros de calidad que se utilizan son la iluminancia media (E_m) de la instalación y la uniformidad media (E_{mid}/E_{med}).

Para una altura de instalación de 9m y una iluminancia media requerida de 100 lux se obtuvo que es necesario contar con 12 proyectores, los cálculos se detallan en ANEXO V – CÁLCULO DE ILUMINACION EXTERIOR.

14.4 Cálculo de iluminancia en distintos puntos.

Un punto a tener en cuenta es que mientras más lejos se coloque la luminaria de la zona a iluminar, más estrecha será la apertura del haz necesaria. Por otro lado, para conseguir una buena uniformidad conviene solapar los bordes de los haces de los proyectores que iluminan la superficie a tratar. El emplazamiento de los proyectores depende de la aplicación a que destinemos la instalación y del entorno circundante. En zonas pequeñas puede bastar con un único poste donde estén todos los proyectores; mientras que en otras recurriremos a varios postes.

Para el cálculo se emplea diagramas polares de curvas de distribución luminosa. En estos gráficos la intensidad luminosa se representa mediante un sistema de tres coordenadas I, C, γ como se observa en la **Figura 57**.

I representa el valor numérico de la intensidad luminosa en candelas e indica la longitud del vector mientras las otras señalan la dirección. El ángulo C indica el plano vertical y γ mide la inclinación respecto al eje vertical de la luminaria.

En este último, 0° señala la vertical hacia abajo, 90° la horizontal y 180° la vertical hacia arriba. Los valores de C utilizados en las gráficas no se suelen indicar salvo para el alumbrado público. En este caso, los ángulos entre 0° y 180° quedan en el lado de la calzada y los comprendidos entre 180° y 360° en la acera; 90° y 270° son perpendiculares al bordillo y caen respectivamente en la calzada y en la acera.

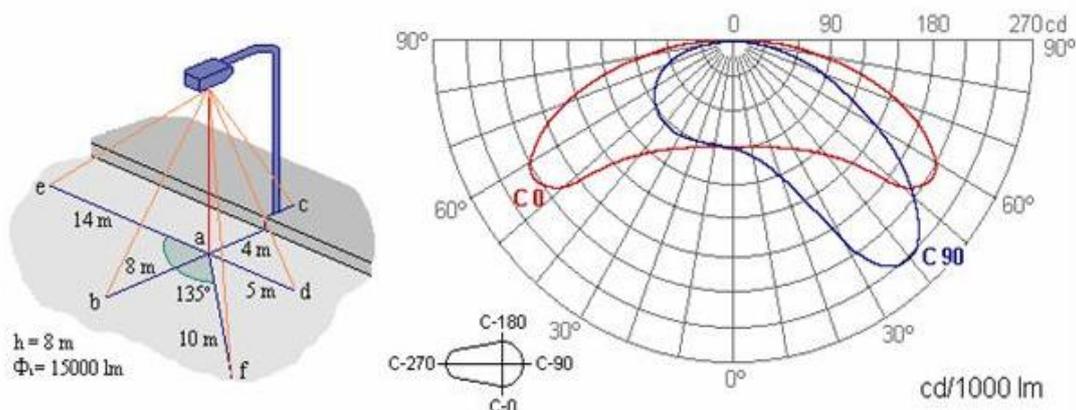


Figura 57 – Diagrama polar

Si se representa en el espacio todos los vectores de la intensidad luminosa en sus respectivas direcciones y se une sus extremos, se obtiene un cuerpo llamado sólido fotométrico. Trabajar en tres dimensiones resulta incómodo, es por eso que se corta el sólido con planos verticales para diferentes valores de C y se reduce a la representación plana de las curvas más características.

En la curva de distribución luminosa, los radios representan el ángulo γ y las circunferencias concéntricas el valor de la intensidad en candelas. De todos los planos verticales posibles identificados por el ángulo C , solo se suelen representar los planos verticales correspondientes a los planos de simetría y los transversales a estos ($C = 0^\circ$ y $C = 90^\circ$) y aquel en que la lámpara tiene su máximo de intensidad. Para evitar tener que hacer un gráfico para cada lámpara cuando solo varía la potencia de esta, los gráficos se normalizan para una lámpara de referencia de 1000 lm.

Para obtener la intensidad lumínica de la lámpara para cada punto, se emplea la ecuación (66) donde es necesario conocer el flujo lumínico y los valores de intensidad lumínica obtenidos de la **Figura 58**.

$$I_{real} = \phi_{lamp} \cdot \frac{I_{graf}}{1000Lm} \quad (66)$$

Ángulo: Wide

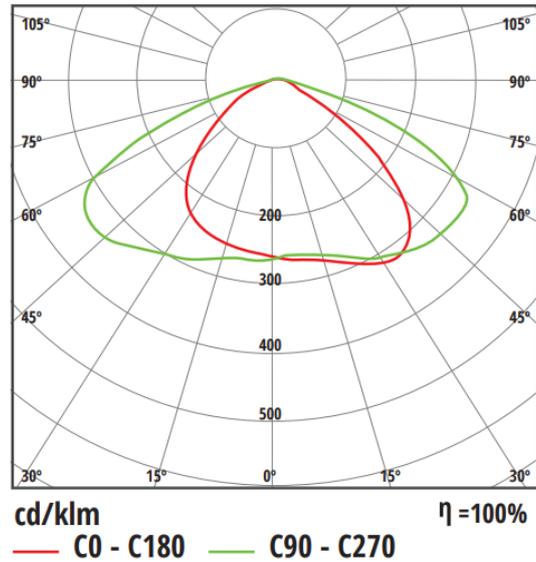


Figura 58 – Diagrama polar de proyector led

Se considera el análisis de 9 puntos distribuidos a través de toda la playa, estos puntos se muestran en la **Figura 59** y los resultados finales deben cumplir con los requerimientos de iluminancia media, y factores de uniformidad mostrados en la **Tabla 40**.

Tabla 40 – Iluminación media en función de la actividad

Actividad (Orientativo)	Iluminación media [Lux]	Uniformidad E_{min} / E_{med}
Vigilancia	5	0,15
Almacenamiento	10	0,15
Trabajo muy basto	20	0,20
Trabajo básico	50	0,25
Trabajo normal	100	0,30
Trabajo gran nivel de detalle	200	0,50

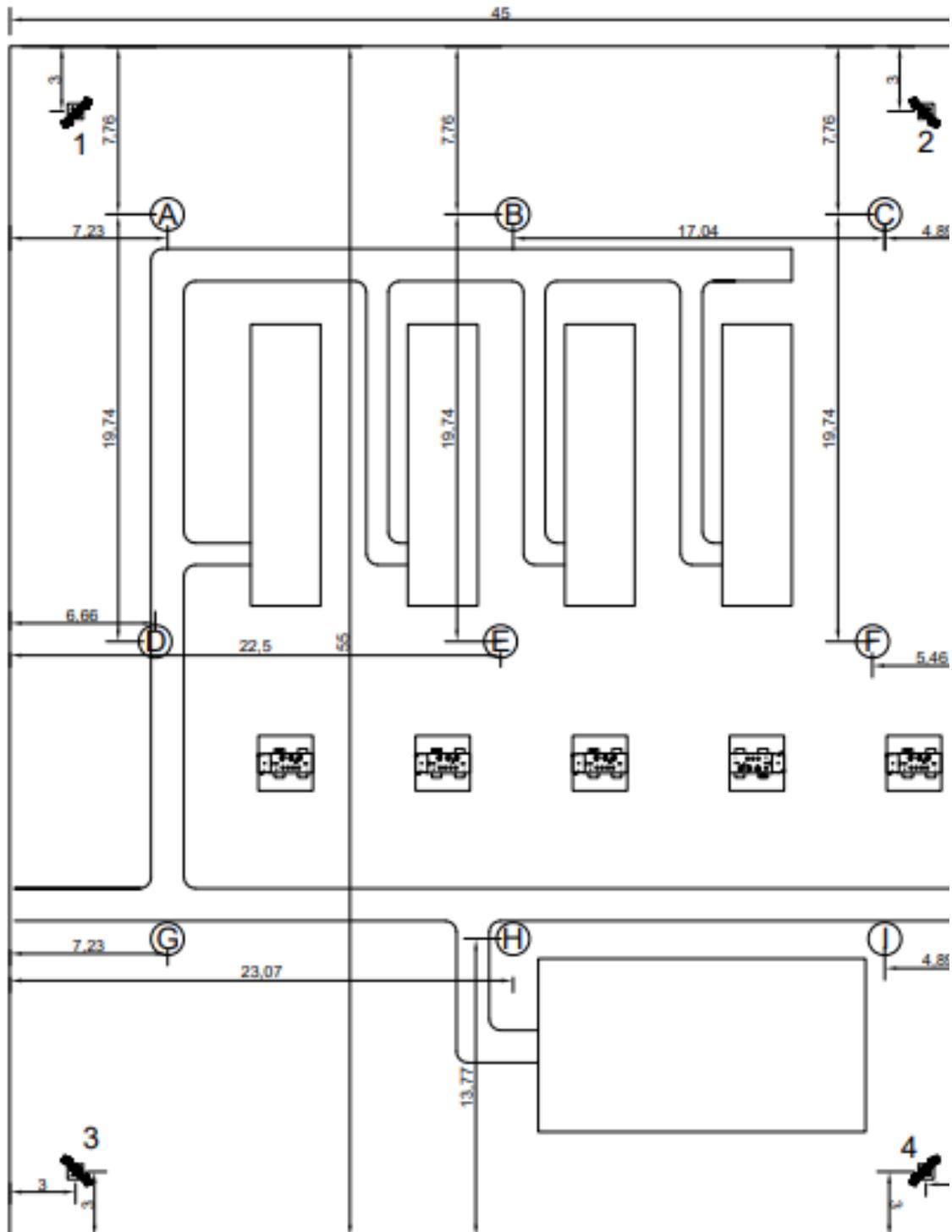


Figura 59 – Ubicación de punto estudiados para iluminación.

Para el cálculo se considera una inclinación de la luminaria respecto a la horizontal de 45° como se observa en la **Figura 60**. Esto se hace para lograr un mayor alcance de los proyectores.

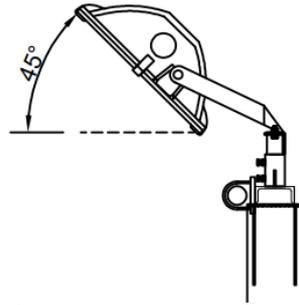


Figura 60 – Ángulo de inclinación del proyector

Como diseño preliminar se dispone de 4 postes ubicados, ubicado uno en cada esquina, con las disposiciones mostradas en la **Figura 61**.

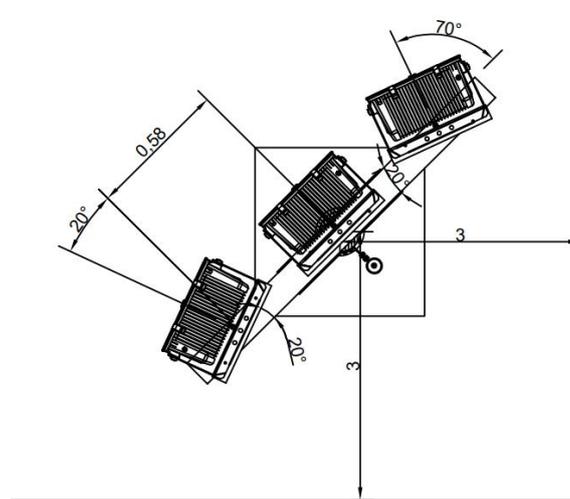


Figura 61 – Disposición y separación de proyectores

Con los postes ubicados espacialmente en el plano, y conocidos los puntos a evaluar la iluminación se procede con el cálculo. Conociendo la altura de instalación, se obtiene las distancias lineales desde el punto a estudiar hasta la ubicación del poste, así también como el ángulo (**Figura 55**). Esto se realiza para cada uno de los puntos y considerando todos los proyectores necesarios para lograr la iluminancia media requerida.

$$\gamma_i = \arctan\left(\frac{d_i}{h}\right) \quad (67)$$

Con el ángulo γ , y haciendo uso de la curva polar (**Figura 58**) se obtiene la intensidad lumínica del proyector para ese punto (I_{gi}). Mediante la ecuación (66) se calcula la intensidad lumínica real (I_i).

A partir de la ecuación (63) se calcula la iluminación en el punto. Estos pasos se realizan para los 12 proyectores.

$$E_H = \sum_{i=1}^{n=12} \frac{I \cdot \cos^3(\alpha)}{d^2} \quad (56)$$

En la **Tabla 41** se observa los resultados obtenidos.

Los cálculos realizados se muestran en detalle en el ANEXO V – CÁLCULO DE ILUMINACION EXTERIOR.

Tabla 41 – Iluminancia obtenida en cada punto.

Punto	Iluminancia [Lux]
A	227,6
B	90,2
C	247,5
D	97,2
E	96
F	100,8
G	159,5
H	111,6
I	163,6
Uniformidad	0,90
Uniformidad extrema	0,36

CAPÍTULO 15 - ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL.

En el presente documento se desarrolla el estudio del impacto ambiental de una planta de generación de 6 MW a gas natural, en marco a la normativa ambiental vigente.

Se entiende por impacto ambiental a cualquier cambio provocado sobre el ambiente, como consecuencia de las acciones del proyecto, que puede afectar a la salud o el bienestar de la sociedad presente o futura, los recursos naturales y procesos ecológicos esenciales.

15.1 Marco Normativo.

A continuación, se detalla normativas, reglamentaciones, leyes ambientales que aplican al caso del desarrollo del proyecto:

- Decreto N° 634/91 del Poder Ejecutivo Nacional y la ley N° 24.065/92 del Marco Regulatorio de Energía Eléctrica: definen las condiciones según las cuales se considerarán los aspectos ambientales en el nuevo esquema de funcionamiento.
- Ley N° 24.065: (ENRE) establece en su Art. 17 que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la SEyP
- La Resolución SE N° 475/87, en su Art. 1° obliga a las empresas a realizar las evaluaciones de impacto ambiental desde la etapa de prefactibilidad, así como establecer programas de vigilancia y monitoreo durante toda la vida útil de las obras.
- La Resolución SSE N° 149/90 normatiza los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas mediante la sanción del "Manual de Gestión Ambiental de Centrales Térmicas Convencionales de Generación Eléctrica", modificada por las Resoluciones SE N° 154/93 y 182/95, para aplicar los mismos al sector privado.
- Resolución SE N° 154/93: prevé los mecanismos para la elaboración de propuestas normativas que permitan la incorporación de la dimensión ambiental en los proyectos y obras energéticas.
- Resolución SE N° 182/95: amplía las Condiciones y Requerimientos fijados en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 154 del 27 de mayo de 1993, para las emisiones provenientes de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica.

- Ley de Ambiente 26.675: establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sostenible en Argentina. Asimismo, establece un marco general sobre información y participación en asuntos ambientales, la responsabilidad por daño ambiental y la educación ambiental.
- Ley Provincial N° 2658 evaluación de impacto ambiental: al procedimiento técnico administrativo destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir los efectos de corto, mediano y largo plazo que, actividades, proyectos, programas o emprendimientos públicos o privados, puedan causar al equilibrio ecológico, al mantenimiento de la calidad de vida y a la preservación de los recursos naturales y culturales existentes en la Provincia.
- Ley 24.295 convención sobre el cambio climático: Convenio Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera.
- Ley 22.421 establece el régimen de protección de la fauna a nivel federal.
- Ley 20.284 en materia de calidad atmosférica. El ENRE establece los límites de emisión gaseosa para generadores de energía eléctrica a través de la resolución ENRE 182/95.

15.2 Descripción Básica Del Proyecto.

La ubicación del centro de generación será dentro de las instalaciones de la actual planta, ubicada a 60 Km al oeste de la ciudad de Las Heras, provincia de Santa Cruz.

El proyecto consiste en el diseño de un centro de generación propia, remplazando la antigua maquinaria que se encuentra en condición de alquilada, presentando problemas de fiabilidad y costos fijos.

La instalación existente cuenta con edificios civiles, cerco perimetral, playa de maniobras, caminos de acceso, etc.

Identificación de las acciones del proyecto:

- Fase de Construcción:
 - Preparación de terreno.
 - Cimientos.
 - Construcciones civiles necesarias
 - Ampliaciones.

Tráfico de vehículos

Ruido.

Vibraciones.

- Fase de Instalación:

Conexionado.

Armado de tableros de protección y control.

Pruebas y puesta en marcha.

Tráfico de vehículos.

Ruidos.

Vibraciones.

Emisiones de gases.

Generación de energía.

- Fase de Desmantelamiento:

Ruidos.

Vibraciones.

Transporte de Vehículos

Transporte de maquinaria.

Desechos.

15.3 Cuantificación De Los Daños Medioambientales De La Generación De Electricidad.

Los impactos analizados son los siguientes:

Calentamiento global: es el aumento de la temperatura de la Tierra por consecuencia del incremento de los gases de efecto invernadero.

Disminución capa de ozono: consecuencia de la alteración del balance atmosférico de oxígeno y ozono.

Lluvia ácida: introducción de sustancias ácidas en el medio ambiente provocado por las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno provenientes de la quema de combustible fósiles.

Degradación de las aguas: acumulación de nutrientes en las aguas con el consiguiente crecimiento masivo de organismos.

Emisión de metales pesados: acostumbran a ser muy tóxicos, persistentes y bioacumulativos, tanto en el agua como en el aire y el suelo.

Sustancias carcinógenas: aquellas que provocan o favorecen la aparición del cáncer.

Niebla de invierno: provocada por la elevada concentración en el aire de óxido de azufre y partículas en suspensión provenientes de la industria y el transporte.

Niebla de verano: provocada por altas concentraciones de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles acompañadas de una fuerte radiación solar

Residuos industriales: producidos por la industria.

Radiactividad: proceso por el cual determinados isótopos de algunos elementos químicos emiten espontáneamente partículas y/o rayos nocivos para los seres vivos.

Residuos radiactivos: presentan trazas de radiactividad en concentraciones superiores a los valores límite establecidos.

Agotamiento recursos energéticos: Los recursos energéticos no renovables –combustible fósiles y minerales– se van agotando a medida que son utilizados.

15.3.1 Metodología.

Es una herramienta de gestión ambiental normalizada internacionalmente (ISO 14.040) e identifica los impactos de un proceso durante su ciclo de vida, es decir a lo largo de todas las fases de su ciclo de vida [18].

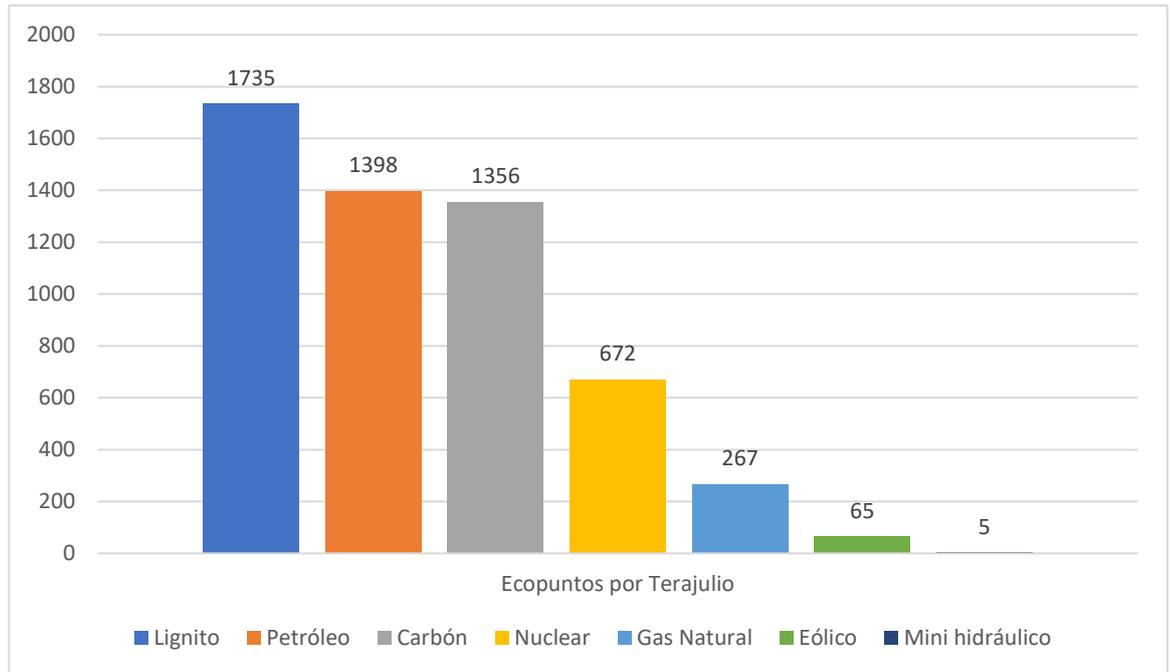
Las fases del ciclo de vida contemplada son: construcción de la central, obtención del combustible, tratamiento del combustible, transporte combustible, explotación central.

El análisis incluye la generación de emisiones residuales y el depósito de residuos.

Se estudian 8 tecnologías de generación eléctrica, y se comparan los resultados. La unidad de impactos ambientales se denomina “ecopuntos”, cuanto más ecopuntos obtenga una tecnología, mayor será su impacto.

El estudio concluye otorgando a cada una de las tecnologías estudiadas un valor total de ecopuntos de impacto medioambiental por Terajulio de electricidad producido. (Un Terajulio equivale a 278 Megavatios hora (MWh))

15.3.2 Resultados.



Categorías:

Categoría 1: Mayor a 1000 ecopuntos

Categoría 2: Entre 100 y 1000 ecopuntos

Categoría 3: Inferior a 100

15.3.3 Comparación Matriz de Impactos Ambientales.

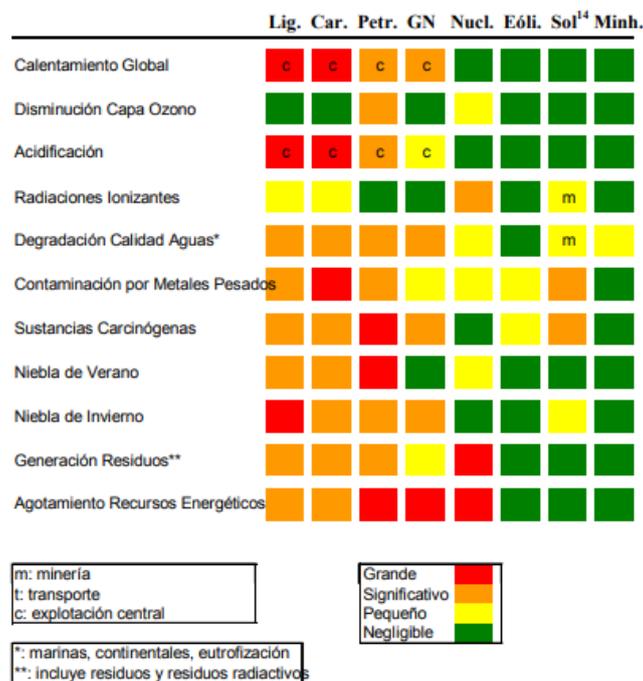


Figura 62 – Matriz comparativa de Impactos Ambientales

15.4 Análisis De Ruido.

Se define al Ruido de fondo (Nf), como el nivel sonoro promedio mínimo, en el lugar y en el intervalo de tiempo considerado, en ausencia del nivel sonoro presuntamente molesto.

Cuando el (Nf) no puede ser medido, se debe tener en cuenta un nivel de referencia al que se denomina nivel calculado (Nc), indicando que si se puede medir (Nf) y éste es mayor que el (Nc), se debe tomar este último como valor de comparación.

Se define al nivel de evaluación total (medido en presencia de la fuente sonora presuntamente molesta), como el nivel sonoro continuo equivalente (Neq)

El procedimiento de calificación se basa en la diferencia entre el nivel de evaluación total y el nivel de ruido de fondo o nivel calculado (el menor de ambos), señalándose que si esa diferencia es mayor o igual a 8 dB (A), se considera al ruido como molesto al vecindario.

Los niveles referenciales calculados (Nc) se obtienen a partir de un nivel básico Nb y una serie de términos de corrección, conforme la ecuación (68):

$$Nc = Nb + Kz + Ku + Kh \quad (68)$$

Donde:

Nb: es un nivel básico establecido en +40 dB (A)

Kz: es un término de corrección por tipo de zona, que toma los siguientes valores:

Tabla 42 – Coeficientes Kz, Nivel de Ruido

Zona	Tipo	Término de corrección Kz (dBA)
Hospitalaria o rural	1	-5
Suburbana con poco tránsito	2	0
Urbana (residencial)	3	5
Residencial urbana con alguna industria liviana o rutas principales	4	10
Centro comercial o industria intermedia entre los Tipos 4 y 6	5	15
Predominantemente industrial con pocas viviendas	6	20

Para este caso se toma un valor de Kz = 20

Ku: es un término de corrección por ubicación del punto de evaluación, que toma los siguientes valores:

Tabla 43 – Coeficientes Ku, Ubicación del punto de evaluación.

Ubicación	Término de corrección Ku (dBA)
Interiores: Lugares linderos con la vía pública	0
Lugares no linderos con la vía pública	-5
Exteriores: Áreas descubiertas no linderas con la vía pública.	5

Para este caso se toma un valor de $Ku = 5$

Kh: es un término de corrección por horario y tipo de jornada. Toma los siguientes valores:

Tabla 44 – Coeficientes Kh, horarios y tipo de jornada

Período	Término de corrección Kh (dBA)
Días Hábiles: de 8 a 20 hs	5
Días hábiles: de 6 a 8 hs y de 20 a 22 hs	0
Días feriados: de 6 a 22 hs	0
Noche: de 22 a 6 hs.	-5

Para este caso se toma un valor de $Kh = 5$

Por lo tanto:

$$Nc = Nb + Kz + Ku + Kh \quad (69)$$

$$Nc = +40dB + 20dB + 5dB + 0 dB \quad (70)$$

$$Nc = 65 dB \quad (71)$$

Este valor debe compararse con el valor medido en planta. Si la diferencia entre ambos es mayor a 8 dB, se considera como ruidos molestos.

15.5 Estándar Según Rubro De Actividad.

Mediante el Anexo IV de la reglamentación de la ley provincial N° 2658 Evaluación de Impacto Ambiental, el proyecto es categorizado como rubro Generación de energía térmica convencional, Incluye la producción de energía eléctrica mediante máquinas turbo-gas, turbo vapor, ciclo combinado y turbo diésel. Le corresponde: Estándar 4.

15.6 Categorización De Proyecto.

$$NCA = E R + Es + Di + Lo \quad (72)$$

donde:

Nc: Nivel de complejidad ambiental

E R: Efluentes y Residuos

Es: Estándar

Di: Dimensionamiento

Lo: Localización

Estos parámetros podrán adoptar los siguientes valores:

* Nivel de complejidad ambiental

-Hasta 11: Establecimientos de Primera Categoría.

-De 12 a 25: Establecimientos de Segunda Categoría.

-Mayor de 25: Establecimientos de Tercera Categoría.

Efluentes y Residuos:

Tipo 0: se le asigna el valor 0

Gaseosos: componentes naturales del aire (incluido vapor de agua); gases de combustión de gas natural.

Líquidos: agua sin aditivos; lavado de planta de establecimientos del Rubro 1, a temperatura ambiente.

Sólidos y Semisólidos: asimilables a domiciliarios

Tipo 1: se le asigna el valor 3

Gaseosos: gases de combustión de hidrocarburos líquidos.

Líquidos: agua de proceso con aditivos y agua de lavado que no contengan residuos peligrosos o que no pudiesen generar residuos peligrosos. Provenientes de plantas de tratamiento en condiciones óptimas de funcionamiento.

Sólidos y Semisólidos: resultantes del tratamiento de efluentes líquidos del tipo 0 y/o 1. Otros que no contengan residuos peligrosos o de establecimientos que no pudiesen generar residuos peligrosos.

Tipo 2: se le asigna el valor 6

Gaseosos: Todos los no comprendidos en los tipos 0 y 1.

Líquidos: con residuos peligrosos, o que pudiesen generar residuos peligrosos. Que posean o deban poseer más de un tratamiento.

Sólidos y/o Semisólidos: que puedan contener sustancias peligrosas o pudiesen generar residuos peligrosos, en una cantidad mayor a 10 Kg. por mes.

Estándar: Según el tipo de estándar del proyecto se le asigna un valor.

Estándar 1: se le asigna el valor 1

Estándar 2: se le asigna el valor 5

Estándar 3: se le asigna el valor 10

Estándar 4: se le asigna el valor 15

Dimensionamiento:

a) Cantidad de personal:

Hasta 15: adopta el valor 0

Entre 16 y 50: adopta el valor 1

Entre 51 y 150: adopta el valor 2

Entre 151 y 500: adopta el valor 3

Más de 500: adopta el valor 4

b) Potencia instalada y móvil (en HP)

Hasta 25: adopta el valor 0

De 26 a 100: adopta el valor 1

De 101 a 500: adopta el valor 2

Mayor de 500: adopta el valor 3

c) Superficie afectada a la actividad o proyecto:

Tabla 45 – Valores según superficie y Estándar del proyecto

Superficie Afectada (Ha)	Valor asignado			
	Estándar 1	Estándar 2	Estándar 3	Estándar 4
0-50	0	2	3	4
51-1.000	1	3	4	5
1.001-10.000	2	4	5	6
10.001-50.000	3	5	6	7
>50.000	4	6	7	8

Se adopta para el proyecto un valor 4

Localización:

a) Zona:

Parque Industrial: adopta el valor 0

Industrial Exclusiva y Rural: adopta el valor 0 para agricultura, ganadería, caza y silvicultura. Adopta el valor 1 para el resto de los rubros.

Ejido urbano y otras áreas vulnerables: adopta el valor 3

El resto de las zonas: adopta el valor 2

b) Infraestructura de servicios de: Agua, Cloacas, Luz, Gas. Por la carencia de cada uno de ellos se asigna 0,5

Se adopta para el proyecto un valor 2

$$NCA = E R + Es + Di + Lo \quad (73)$$

$$NCA = 0 + 15 + 3 + 4 + 2 \quad (74)$$

$$NCA = 15 \text{ puntos} \quad (75)$$

El proyecto tiene una complejidad ambiental de segunda categoría.

CAPÍTULO 16 - ESTUDIO ECONÓMICO.

El proyecto busca una solución al planteamiento del problema y se evalúa en términos de conveniencia económica, de manera de cumplir con la solución propuesta en forma eficiente, rentable y segura.

Los costos de operación en mano de obra, insumos diversos, reparaciones, mantenimiento y otros se obtendrá directamente del estudio del proceso productivo seleccionado. El proceso de producción se define como la forma en la que una serie de insumos se transforman en productos mediante la participación de una determinada tecnología (combinación de mano de obra, maquinaria, métodos y procedimientos de operación, etcétera).

El costo de mano de obra puede llegar a constituir uno de los principales ítems de los costos de operación de un proyecto. La importancia relativa que tenga dentro de estos dependerá, del tipo de proyecto, del grado de automatización del proceso productivo, de la especialización del personal requerido, de la situación del mercado laboral, de las leyes laborales, del número de turnos requeridos, etcétera.

16.1 Costos.

La diferencia entre los costos del proyecto nuevo y el existente, que brinden un retorno similar, determina cual es el que debe seleccionarse. Los costos mencionados se denominan diferenciales, y expresan el incremento o la disminución de los costos totales.

Los cálculos económicos de inversión para el remplazo de instalaciones resultan de los más complejos en la consideración de costos relevantes. Estos análisis tienen en cuenta los aumentos y mantenimiento de la operación.

Para este caso, el proyecto de remplazo no implica un cambio sustancial en la capacidad o incremento de generación y entrega de energía. Se puede considerar el aumento o disminución en el mantenimiento de la capacidad productiva.

Los proyectos de remplazo son una alternativa cuando presenta probabilidades de mayor conveniencia, menores costos operativos, y una mejor fiabilidad y confiabilidad, además de poseer una mayor vida útil que la vida útil restante del proyecto vigente.

Los elementos que se consideran relevantes al considerar los costos son:

- Costos de inversión inicial del proyecto.
- Consumo de combustible.
- Volumen de producción en función de la fiabilidad e índice de fallas.
- Impuestos y seguros.
- Mantenimiento, reparaciones y repuestos.

16.2 Costos de inversión inicial.

Este costo se obtiene contabilizando los precios de todos los elementos constituyentes del proyecto, como pueden ser máquinas eléctricas, cables conductores, materiales necesarios, etc. Los principales elementos constituyentes se detallan en la **Tabla 46**.

Tabla 46 – Lista de materiales y precios

MATERIAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO
Generador CAT G3520C 2MW x4	USD 330.000	USD 1.320.000
Transformador MIRON 2000 kVA x4	USD 25.000	USD 102.500
Transformador 63kVA	USD 4.000	USD 4.000
Celda MT Unidad de llegada x6	USD 2.300	USD 13.800
Celda MT con interruptor x6	USD 19.000	USD 114.000
Generador FEMA 4100D 30 kVA	USD 12.000	USD 12.000
Proyector LED MatchLed 240 W x12	USD 400	USD 4.800
Cobre Malla PAT 2070m	USD/m 53,1	USD 109.967
Jabalinas de 3m x20	USD 39	USD 765
Cable conductor 4x1x185mm ²	USD /m 89	USD 64.076
Cable conductor 3x25mm ²	USD /m 39	USD 11.485
Cable conductor 3x16mm ²	USD /m 27	USD 790
Cable conductor 3x4mm ²	USD /m 8,3	USD 2.603
Alambrado Perimetral 220m	USD /m 6,3	USD 1.369
Bomba 1 HP x3	USD 143,5	USD 430,6
Bomba 2 HP	USD 240	USD 240
Aire Acondicionado 2500 x3	USD 957	USD 957
Tanques de Almacenamiento 1000L	USD 192	USD 192
Tanques de Almacenamiento 300L x3	USD 96	USD 207
Piedra partida para Subestaciones	USD /m ³ 45	USD 13.500
Poste metálico 9m x4	USD 190	USD 760
TOTAL:		USD 1.778.441

16.3 Flujo de caja.

La información básica para realizar la proyección del flujo de caja la proporcionan los estudios de mercado, técnico, organizacional y financiero. Al proyectar el flujo de caja será necesario incorporar información adicional relacionada con los efectos de la depreciación, con la amortización del activo nominal, con el valor residual, con las utilidades y pérdidas. El problema más común en la construcción de un flujo de caja es que existen diferentes fines: medir la rentabilidad del proyecto, medir la rentabilidad de los recursos propios y medir la capacidad de pago frente a los préstamos que ayudaron a su financiación, o bien, frente a la misma inversión realizada. También se producen diferencias cuando el proyecto es financiado con deuda, o mediante alguna otra fuente de financiamiento.

Por otra parte, la manera como se construye un flujo de caja también difiere si es un proyecto de creación de una nueva empresa o si se evalúa en una empresa en funcionamiento. [19]

El flujo de caja es el resultado neto de caja disponible que se origina en la concreción de las operaciones de la empresa y se expresa en términos de períodos de tiempo, generalmente en años.

Se realiza a partir del cálculo de ingresos y egresos, en base a la información obtenida de distintos estudios anteriores. Confluyen todas las operaciones que realiza la empresa: las productivas, administrativas, comerciales, logísticas, financieras e impositivas. [20]

Los egresos iniciales corresponden al total de la inversión inicial requerida para la puesta en marcha del proyecto, al inicio sólo deberá considerarse lo requerido para financiar el primer periodo proyectado, ya que deberá quedar disponible para que el administrador del proyecto pueda utilizarlo en su gestión. La inversión en capital de trabajo puede producirse en varios periodos, los ingresos y egresos de operación constituyen todos los flujos de entradas y salidas reales de caja.

Concibe como egreso la totalidad del costo de ventas, que por definición corresponde solo al costo de los productos vendidos, sin inclusión de aquellos en los que se haya incurrido por concepto de elaboración de productos para existencias.

16.3.1 Flujos de caja Incremental.

Este tipo de proyecto categoriza para un estudio de flujo de caja incremental, generalmente utilizados para proyectos en empresas en marcha, siendo los más comunes los de remplazo, ampliación, externalización o internalización de procesos o servicios y los de abandono.

El proyecto implica un remplazo de activos con cambios en los niveles de operación e ingresos.

Mediante los antecedentes del proyecto en marcha se puede establecer un flujo de caja de la situación actual y de la circunstancia que incorporará el remplazo. En ambas situaciones se contemplan los movimientos efectivos de caja.

Cuando las dos situaciones tienen variables comunes, estas podrán obviarse por ser irrelevantes para la decisión. Por ejemplo, si los ingresos son idénticos al elegir el entre un sistema de operación nuevo y el existente, este ítem podrá omitirse en la situación base y en la situación con proyecto, y efectuar la comparación por el criterio de mínimo costo [20]

De los flujos proyectados se calcula en un solo flujo las diferencias que se producirán en los ingresos y egresos si se opta por el proyecto de remplazo. El remplazo solo se realizará si los beneficios netos futuros superan la inversión diferencial programada para el momento cero. [19]

Este análisis estudia la posibilidad de cambiar los equipos de generación y transformadores alquilados, por otro sistema de generación propio, que incluye equipos de generación nuevos y de otras características, así también como los transformadores y toda la aparamenta que conlleva. Esta decisión permitiría la reducción de costos de mantenimiento, repuestos, combustible y operación.

Ambos sistemas de generación prestan el mismo servicio, por lo que se considera que los beneficios directos difieren únicamente en la calidad del servicio representado en las horas de fuera de servicio no programadas.

16.3.2 Construcción del flujo de caja incremental.

Para la construcción del flujo es necesario establecer en primera instancia un flujo de caja en base a la situación actual del proyecto base, según los siguientes ítems.

- A. Ingresos y egresos afectos a impuestos: incluyen todos aquellos movimientos de caja que puedan alterar el estado de pérdidas y de la empresa y, por lo tanto, la cuantía de los impuestos a las utilidades que se podrán generar por la implementación del proyecto.
- B. Gastos no desembolsables: corresponden a gastos que, sin ser salidas de caja, es posible agregar a los costos de la empresa con fines contables, permitiendo reducir la utilidad sobre la cual se deberá calcular el monto de los impuestos a pagar.

Como resultado de las sumas y restas de ingresos y gastos, tanto efectivos como no desembolsables, se obtiene la utilidad antes de impuestos.

- C. Cálculo del impuesto: corresponde aplicar la tasa tributaria porcentual sobre las utilidades para determinar el monto impositivo, que sí es un egreso efectivo necesario de incorporar en la construcción del flujo de caja.

Después de calculado y restado el impuesto, se obtiene la utilidad neta.

- D. Ajuste por gastos no desembolsables: no constituyen una salida de caja y fueron restados solo para calcular la cuantía de los tributos, después de calcular el impuesto se deberán efectuar los ajustes por gastos no desembolsables. Aquí, todos los gastos que no constituyen egresos se volverán a sumar para anular su efecto directo en el flujo de caja, pero dejando incorporado su efecto tributario.
- E. Ingresos y egresos no afectos a impuestos: se deberán incluir aquellos movimientos de caja que no modifican la riqueza contable de la empresa y que, por lo tanto, no están sujetos a impuestos. Por ejemplo, en los egresos se incluirán las inversiones, por cuanto al adquirir un activo no disminuye la riqueza de la empresa, sino que solo está cambiando un activo corriente.

En la **Figura 63** se muestra un ejemplo de cómo se constituye un flujo de caja para un proyecto nuevo. Se toma como año cero el momento de la puesta en marcha del proyecto, y se consideran los gastos previos como costos de inversión.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingreso		\$100.000	\$120.000	\$126.000	\$141.372	\$144.199	\$147.083	\$150.025	\$153.026	\$156.086	\$159.208
Venta de activos							\$50.000				
Costos variables		-\$30.000	-\$36.000	-\$37.800	-\$38.556	-\$39.327	-\$40.114	-\$40.916	-\$41.734	-\$42.569	-\$43.420
Costos fijos		-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000	-\$20.000
Depreciación construcción		-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000	-\$5.000
Depreciación maquinaria		-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000	-\$10.000
Valor libro							-\$40.000				
Utilidad		\$35.000	\$49.000	\$53.200	\$67.816	\$69.872	\$81.970	\$74.109	\$76.291	\$78.517	80.788
Impuesto		-\$5.950	-\$8.330	-\$9.044	-\$11.529	-\$11.878	-\$13.935	-\$12.599	-\$12.970	-\$13.348	-\$13.734
Utilidad neta		\$29.050	\$40.670	\$44.156	\$56.287	\$57.994	\$68.035	\$61.511	\$63.322	\$65.169	\$67.054
Depreciación construcción		\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000	\$5.000
Depreciación maquinaria		\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000	\$10.000
Valor libro							\$40.000				
Terreno	-\$80.000										
Construcción	-\$200.000										
Maquinaria	-\$100.000						-\$100.000				
Capital de trabajo	-\$25.000	-\$3.000	-\$900	-\$378	-\$386	-\$393	-\$401	-\$409	-\$417	-\$426	\$31.710
Valor de desecho											\$290.000
Flujo del proyecto	-\$405.000	\$41.050	\$54.770	\$58.778	\$70.902	\$72.601	\$22.634	\$76.101	\$77.904	\$79.744	\$403.764

Figura 63 – Construcción de un flujo de caja

16.4 Costo de alquiler.

El flujo de caja incremental debe contrastarse con los costos actuales de alquiler, estos costos se detallan en la **Tabla 47**

Tabla 47 – Costos de alquiler mensual

Ítem	Precio Unitario [USD]	Precio [USD]
Generador Jenbacher 1,2 MW	14.200	85.200
Transformador 1200 KVA	1.650	9.900
Total		95.100

La condición actual implica el alquiler de los equipos generadores y de sus respectivos transformadores. Dentro del costo de alquiler se incluye los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones.

A grandes rasgos se puede pensar que el proyecto se amortiza en 19 meses, pero esto sería un error si no se considera los costos de mano de obra, costos de mantenimiento, depreciación de las máquinas, impuestos, seguros, y

demás costos variables que surgen. Además, se debe considerar factores como el valor neto agregado (VAN) o la tasa interna de retorno (TIR).

El Valor Actual Neto (VAN) mide la rentabilidad de la inversión en valores absolutos. Si el valor actual de los ingresos es mayor al valor actual de los egresos relacionados al proyecto, entonces el proyecto se considera viable.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) corresponde a una tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea exactamente igual a cero. Es decir, no se obtiene ganancias. El proyecto puede considerarse rentable si la tasa interna de retorno es mayor a la tasa de descuento del inversionista (tasa de interés).

CAPÍTULO 17 - CONCLUSIONES.

El proyecto presenta una posible solución a los problemas de fiabilidad y disminución de los costos. Se evaluó en términos de conveniencia económica y técnica. Se planteó distintas alternativas, analizando cada una de ellas, y se optó por una filosofía que mejor se adapta a las necesidades operativas.

Los proyectos de reemplazo son de mayor complejidad y requieren de un estudio económico, por lo que es necesario estudiar en profundidad esto último, siendo el factor preponderante a la hora de determinar la rentabilidad del proyecto.

Se cumplió con la totalidad de los objetivos planteados. Se diseñó y calculó un sistema de generación eléctrica a gas natural, con una estación transformadora elevadora, considerando una solución que brinde confiabilidad y un diseño flexible ante las exigencias de la operación.

Para un proyecto de estas características se necesita el estudio en conjunto con otros rubros y especialidades como mecánica, civil, telemetría, protecciones, telecomunicaciones, etc.

La materia Proyecto Final sirvió para poner en práctica la teoría adquirida durante la carrera, siendo una materia integradora fundamental para la formación profesional, e incentivó a la búsqueda de nuevos conceptos, información, y la adquisición de nuevos conocimientos, esto fue posible gracias a las herramientas adquiridas a través de las distintas asignaturas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Energy research architecture, «Asociación Alemana de la industria de Biocombustibles - Verband der Deutschen,» Diciembre 2015. [En línea]. Available: https://www.era-er.com/es/system/files/downloads/flaring_venting_es.pdf.
- [2] G. Electric, «Transforaciones,» 2016.
- [3] S. d. Energia, «Producción de gas promedio diaria por cuenca y yacimiento,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/produccion-gas-prom-diaria-cuenca>.
- [4] UFPA, «Repositorio UNNE,» 1995. [En línea]. Available: https://repositorio.unne.edu.ar/bitstream/handle/123456789/9201/RIUNNE_AR_Cuadra_DE_4.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [5] EBISA, «Gobierno De Santa Cruz,» Abril 2017. [En línea]. Available: https://gobierno.santacruz.gob.ar/ambiente/audiencia_publica2017/Rio_Santa_Cruz/EBISA/Cap4%20-%20Linea%20de%20Base/4.2.1%20-%20CLIMA.pdf.
- [6] W. Base, «Weather Base,» 2021. [En línea]. Available: <http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=155878&cityname=Las-Heras-&set=metric>.
- [7] Opra, «Opra,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.opraturbines.com/es/turbina-de-gas/>.
- [8] Siemens, «Siemens,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/services/maintenance/service-programs/sgt-200.html>.
- [9] Siemens Energy, «Siemens,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-engines/e-series-engines.html>.
- [10] CAT, «Cat,» 2021. [En línea]. Available: https://www.cat.com/es_MX/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/18483554.html.
- [11] Secretaria de Energía, «Precios del gas natural - Res 1/2018,» Agosto 2021. [En línea]. Available: https://apps.se.gob.ar/viz_3/pgas.php.
- [12] IEC, 60909-0 Corrientes de cortocircuitos en sistemas trifásicos de corriente alterna., Madrid: Comisión Electrotecnia Internacional, 2001.

- [13] B. d. METZ-NOBLAT, Cuaderno Técnico N°18 - Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas, Barcelona: Biblioteca Técnica de Schenider Electric España S.A, 2000.
- [14] R. Roeper, Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas, Berlín: Siemens Aktiengesellschaft, 1985.
- [15] TRANSENER SA, «GUIA DE DISEÑO Y NORMAS DEL SISTEMA DE SISTEMAS AUXILIARES».
- [16] E. A. C. P. Jose Samuel Ramirez Castaño, Sistemas de Puesta a tierra, diseñando con IEEE-80 evaluado con MEF, Colombia: Universidad Nacional de Colombia, 2010.
- [17] IEEE, ANSI / IEEE Standard 80-2000 Guide for Safety in AC Substations Grounding., 1986.
- [18] A. d. P. d. E. Renovables, «Proyecto Isla renovable,» Junio 2021. [En línea]. Available: http://proyectoislarenovable.iter.es/wp-content/uploads/2014/05/17_Estudio_Impactos_MA_mix_electrico_APPA.pdf.
- [19] N. S. CHAIN, Preparacion y evaluacion de proyectos, Mc Graw Hill Education, 2014.
- [20] N. S. CHAIN, Proyectos de inversión Formulación y Evaluación, Chile: Pearson, 2011.

ANEXO I
CALCULO DE CORTOCIRCUITOS POR METODO DE
COMPONENTES SIMETRICAS

$$S := 2 \cdot 10^6 \text{ V} \cdot \text{A}$$

$$U_n := 10.4 \text{ kV} \quad U_b := 10.4 \text{ kV}$$

$$X''_d := 0.2157 \quad R_a := 0.0113$$

$$X_2 := 0.2027 \quad R_2 := 0.0225$$

$$X_0 := 0.0753 \quad R_0 := 0.0107$$

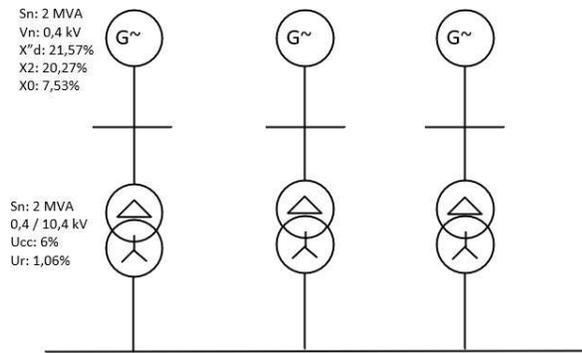
$$n := \frac{0.4 \text{ kV}}{10.4 \text{ kV}} = 3.85 \cdot 10^{-2}$$

$$Z_{cc} := 0.06$$

$$I_b := \frac{S}{U_b} = 192.31 \text{ A}$$

$$U := \frac{U_n}{U_b} = 1$$

$$E := \frac{U}{\sqrt{3}} = 0.577$$



IMPEDANCIAS DE SECUENCIA GEGNERADOR

$$Z_{1g} := R_a + 1j X''_d$$

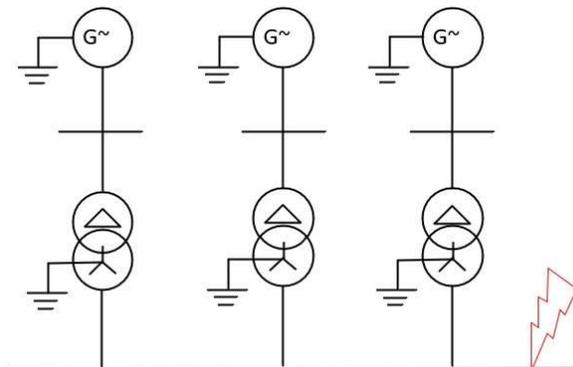
$$Z_{1g} = 0.0113 + 0.2157j$$

$$Z_{2g} := R_2 + 1j X_2$$

$$Z_{2g} = 0.0225 + 0.2027j$$

$$Z_{0g} := R_0 + 1j (X_0)$$

$$Z_{0g} = 0.0107 + 0.0753j$$



IMPEDANCIAS DE SECUENCIA TRANSFORMADOR

$$Z_{1t} := 1j Z_{cc}$$

$$Z_{1t} = 0.06j$$

$$Z_{2t} := 1j Z_{cc}$$

$$Z_{2t} = 0.06j$$

$$Z_{0t} := 1j Z_{cc}$$

$$Z_{0t} = 0.06j$$

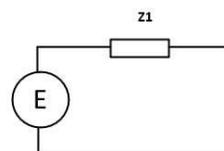
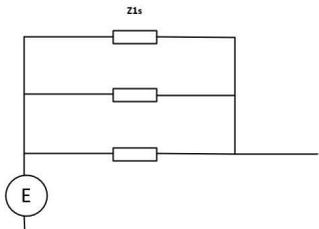
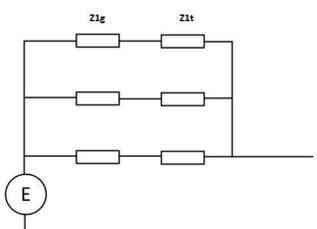
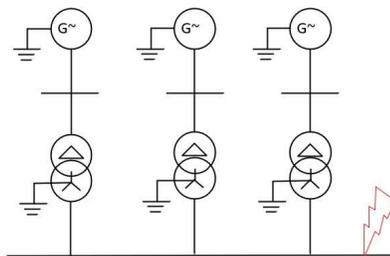
ANEXO I
 CALCULO DE CORTOCIRCUITOS POR METODO DE
 COMPONENTES SIMETRICAS

CALCULO DE CORTOCIRCUITOS EN BARRA 10,4 KV

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:

$$Z_{1s} := (Z_{1g} + Z_{1t}) = 0.0113 + 0.2757j$$

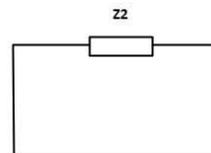
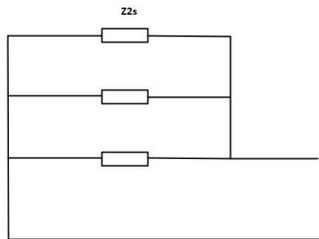
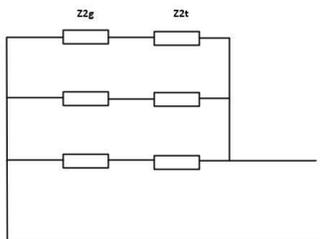
$$Z_1 := \frac{1}{\frac{1}{Z_{1s}} + \frac{1}{Z_{1s}} + \frac{1}{Z_{1s}}} = 0.0038 + 0.0919j$$



IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA:

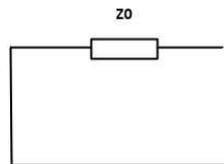
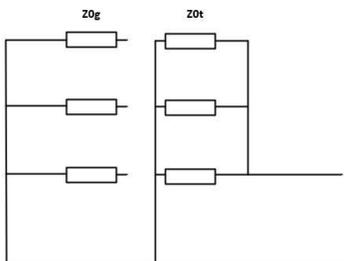
$$Z_{2s} := (Z_{2g} + Z_{2t}) = 0.0225 + 0.2627j$$

$$Z_2 := \frac{1}{\frac{1}{Z_{2s}} + \frac{1}{Z_{2s}} + \frac{1}{Z_{2s}}} = 0.0075 + 0.0876j$$



IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:

$$Z_0 := \frac{1}{\frac{1}{Z_{0t}} + \frac{1}{Z_{0t}} + \frac{1}{Z_{0t}}} = 0.02j$$



ANEXO I
CALCULO DE CORTOCIRCUITOS POR METODO DE
COMPONENTES SIMETRICAS

$$Z_b := \frac{(10.4 \text{ kV})^2}{S} = 54.08 \ \Omega$$

$$Z_1 := Z_1 \cdot Z_b = (0.204 + 4.97j) \ \Omega$$

$$Z_2 := Z_2 \cdot Z_b = (0.406 + 4.736j) \ \Omega$$

$$Z_0 := Z_0 \cdot Z_b = 1.082j \ \Omega$$

$$E := 1.1 \cdot \frac{10.4 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 6604.89 \text{ V}$$

Corriente de cortocircuito trifásico:

$$I_{cc3} := \frac{E}{|Z_1|} = 1.328 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito monofásico:

$$I_{cc1} := \frac{3 E}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} = 1.834 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito bifásico:

$$I_{cc2} := \frac{3 E \cdot |Z_2|}{|Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_1|} = 2.758 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito bifásico aislado:

$$I_{cc2a} := \frac{\sqrt{3} E}{|Z_1 + Z_2|} = 1.176 \text{ KA}$$

ANEXO I
 CALCULO DE CORTOCIRCUITOS POR METODO DE
 COMPONENTES SIMETRICAS

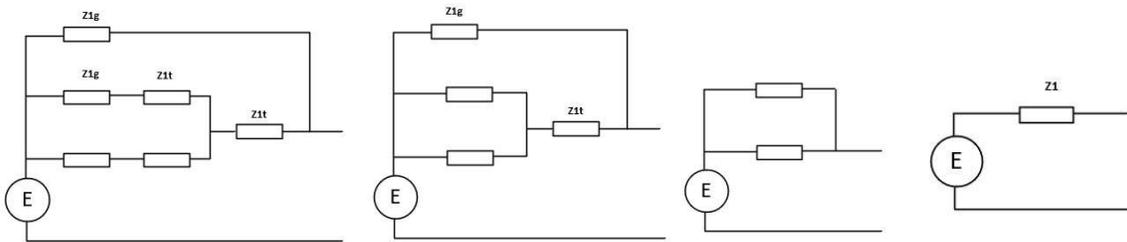
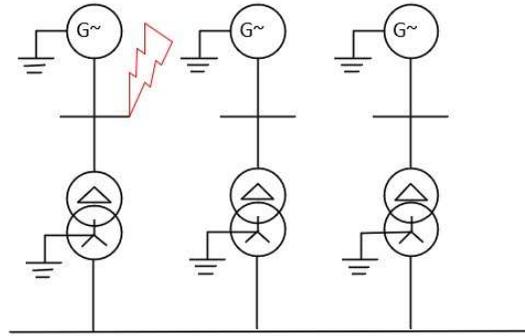
CALCULO DE CORTOCIRCUITOS EN BARRA 0,4 KV

IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA:

$$Z_{1s} := (Z_{1g} + Z_{1t}) = 0.0113 + 0.2757j$$

$$Z_{1p} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{1s}} + \frac{1}{Z_{1s}}} + Z_{1t} = 0.0057 + 0.1979j$$

$$Z_1 := \frac{1}{\frac{1}{Z_{1p}} + \frac{1}{Z_{1g}}} = 0.004 + 0.103j$$

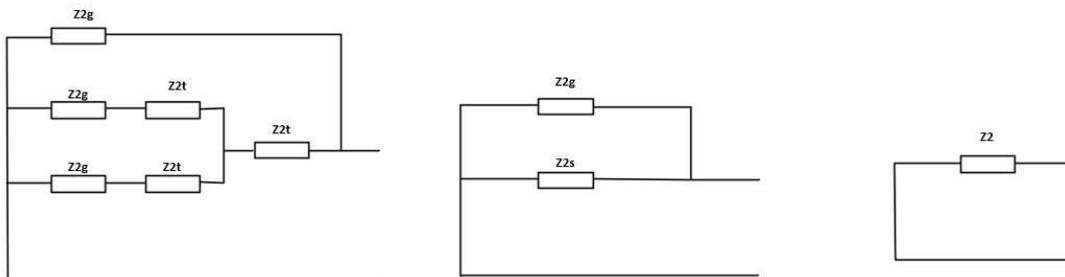


IMPEDANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA:

$$Z_a := Z_{2g} + Z_{2t} = 0.023 + 0.263j$$

$$Z_{2s} := \frac{Z_a}{2} + Z_{2t} = 0.011 + 0.191j$$

$$Z_2 := \frac{Z_{2s} \cdot Z_{2g}}{Z_{2s} + Z_{2g}} = 0.008 + 0.098j$$



ANEXO I
CALCULO DE CORTOCIRCUITOS POR METODO DE
COMPONENTES SIMETRICAS

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO:

$$Z_0 := Z_{0g} = 0.011 + 0.075j$$

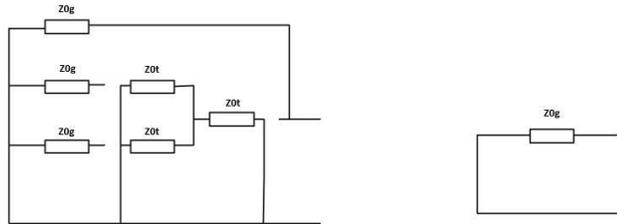
$$Z_b := \frac{(0.4 \text{ kV})^2}{S} = 0.08 \Omega$$

$$Z_1 := Z_1 \cdot Z_b = 0.008j \Omega$$

$$Z_2 := Z_2 \cdot Z_b = (0.001 + 0.008j) \Omega$$

$$Z_0 := Z_{0t} \cdot Z_b = 0.005j \Omega$$

$$E := 1.05 \cdot \frac{0.4 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 242.487 \text{ V}$$



Corriente de cortocircuito trifásico:

$$I_{cc3} := \frac{E}{|Z_1|} = 29.345 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito monofásico:

$$I_{cc1} := \frac{3 E}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} = 34.707 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito bifásico:

$$I_{cc2} := \frac{3 E \cdot |Z_2|}{|Z_1 \cdot Z_2 + Z_2 \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_1|} = 40.262 \text{ KA}$$

Corriente de cortocircuito bifásico aislado:

$$I_{cc2a} := \frac{\sqrt{3} E}{|Z_1 + Z_2|} = 25.979 \text{ KA}$$

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 1
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

REPORTE DE CORTOCIRCUITO

Falta en Barra: **Barra G2**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	la	3I0	R1	X1	R0	X0
Barra G2	Total	0.00	40.796	0.00	92.41	93.14	48.643	48.643	2.91E+001	3.53E+002	2.29E+001	1.60E+002
Barra MT	Barra G2	40.68	18.642	69.34	107.15	70.39	14.992	0.000	9.11E+001	7.69E+002		
G2	Barra G2	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	33.659	48.643	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L1	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L2	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L3	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L4	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
BarraG1	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		
Barra G3	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 2
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Barra G3**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		R1	% Z en Base 100 MVA		
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0		X1	R0	X0
Barra G3	Total	0.00	40.796	0.00	92.41	93.14	48.643	48.643	2.91E+001	3.53E+002	2.29E+001	1.60E+002
Barra MT	Barra G3	40.68	18.642	69.34	107.15	70.39	14.992	0.000	9.11E+001	7.69E+002		
G3	Barra G3	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	33.659	48.643	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L1	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L2	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L3	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L4	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
BarraG1	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		
Barra G2	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 3
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Barra G7**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Barra G7	Total	0.00	33.721	0.00	91.59	92.45	41.374	41.374	3.04E+001	4.27E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus2	Barra G7	25.22	11.557	62.17	107.74	63.25	9.564	0.000	1.33E+002	1.24E+003		
G14	Barra G7	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	31.815	41.374	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L11	Bus2	25.22	0.000	62.17	107.74	63.25	0.000	0.000				
Bus L12	Bus2	25.22	0.000	62.17	107.74	63.25	0.000	0.000				
Barra G8	Bus2	48.04	0.423	55.20	92.30	93.41	0.302	0.000*	6.87E+002	7.13E+002		

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 4
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Barra G8**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Barra G8	Total	0.00	33.721	0.00	91.59	92.45	41.374	41.374	3.04E+001	4.27E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus2	Barra G8	25.22	11.557	62.17	107.74	63.25	9.564	0.000	1.33E+002	1.24E+003		
G15	Barra G8	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	31.815	41.374	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L11	Bus2	25.22	0.000	62.17	107.74	63.25	0.000	0.000				
Bus L12	Bus2	25.22	0.000	62.17	107.74	63.25	0.000	0.000				
Barra G7	Bus2	48.04	0.423	55.20	92.30	93.41	0.302	0.000*	6.87E+002	7.13E+002		

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 5
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Barra MT**

Tensión Pre-falta = 10.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (10.400 kV)
 = 95.24 % de kV base (10.920 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Barra MT	Total	0.00	1.591	0.00	90.29	91.58	2.012	2.012	2.78E+001	3.15E+002	1.64E+001	9.86E+001
Bus L1	Barra MT	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Bus L2	Barra MT	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Bus L3	Barra MT	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Bus L4	Barra MT	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
BarraG1	Barra MT	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
Barra G2	Barra MT	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
Barra G3	Barra MT	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
G1	BarraG1	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
G2	Barra G2	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
G3	Barra G3	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 6
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **BarraG1**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		R1	% Z en Base 100 MVA		
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0		X1	R0	X0
BarraG1	Total	0.00	40.796	0.00	92.41	93.14	48.643	48.643	2.91E+001	3.53E+002	2.29E+001	1.60E+002
Barra MT	BarraG1	40.68	18.642	69.34	107.15	70.39	14.992	0.000	9.11E+001	7.69E+002		
G1	BarraG1	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	33.659	48.643	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L1	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L2	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L3	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Bus L4	Barra MT	40.68	0.000	69.34	107.15	70.39	0.000	0.000				
Barra G2	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		
Barra G3	Barra MT	58.12	0.341	64.90	93.50	94.51	0.236	0.000 *	8.28E+002	6.49E+002		

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 7
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **BarraG3**

Tensión Pre-falta = 0.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (0.400 kV)
 = 100.00 % de kV base (0.400 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
BarraG3	Total	0.00	22.175	0.00	90.67	91.55	28.563	28.563	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus1	BarraG3	0.00	0.000	54.96	108.75	55.50	0.000	0.000				
G13	BarraG3	100.00	22.175	100.00	100.00	100.00	28.563	28.563	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
Bus L9	Bus1	0.00	0.000	54.96	108.75	55.50	0.000	0.000				
Bus L10	Bus1	0.00	0.000	54.96	108.75	55.50	0.000	0.000				

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 8
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Bus1**

Tensión Pre-falta = 10.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (10.400 kV)
 = 95.24 % de kV base (10.920 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus1	Total	0.00	0.530	0.00	90.29	91.58	0.671	0.671	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
Bus L9	Bus1	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Bus L10	Bus1	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
BarraG3	Bus1	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
G13	BarraG3	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
 Ubicación:
 Contrato:
 Ingeniero:
 Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
 16.0.0C

Caso de Estudio: SCIEC

Página: 9
 Fecha: 28-11-2021
 SN: 4359168
 Revisión: Base
 Config.: Normal

Falta en Barra: **Bus2**

Tensión Pre-falta = 10.400 kV = 100.00 % de kV nominal de barra (10.400 kV)
 = 95.24 % de kV base (10.920 kV)

Contribución		Falta Trifásica		Falta Línea-a-Tierra					Z de Secuencia Positiva y Cero Observando en "Barra Origen"			
Barra Origen ID	Barra Destino ID	% V Barra	kA rms Sim.	% Tensión en Barra Origen			kA Sim. rms		% Z en Base 100 MVA			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Bus2	Total	0.00	1.061	0.00	90.29	91.58	1.341	1.341	4.18E+001	4.73E+002	2.47E+001	1.48E+002
Bus L11	Bus2	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Bus L12	Bus2	0.00	0.000	0.00	90.29	91.58	0.000	0.000				
Barra G7	Bus2	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
Barra G8	Bus2	30.09	0.530	59.77	57.95	97.56	0.671	0.671 *	8.35E+001	9.46E+002	4.93E+001	2.96E+002
G14	Barra G7	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002
G15	Barra G8	95.24	14.476	95.24	95.24	95.24	10.569	0.000	3.42E+001	6.50E+002	2.29E+001	1.60E+002

Indica contribución a corriente de falta es desde transformador de tres devanados

* Indica contribución a corriente de falta de secuencia cero (3I0) desde transformador Delta-Y conectado a tierra

Proyecto:
Ubicación:
Contrato:
Ingeniero:
Nombre de Archivo: Pruebas

ETAP
16.0C

Caso de Estudio: LF

Página: 1
Fecha: 28-11-2021
SN: 4359168
Revisión: Base
Config.: Normal

Informe de Flujo de Carga

Barra		Tensión		Generación		Carga		Flujo de Carga					XFMR
ID	kV	% Mag.	Áng.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%FP	%Toma
*Barra G2	0.400	100.000	0.0	1.060	0.552	0	0	Barra MT	1.060	0.552	1725.5	88.7	
*Barra G3	0.400	100.000	0.0	1.060	0.552	0	0	Barra MT	1.060	0.552	1725.5	88.7	
*Barra G7	0.400	100.000	0.0	0.882	0.443	0	0	Bus2	0.882	0.443	1424.6	89.3	
*Barra G8	0.400	100.000	0.0	0.882	0.443	0	0	Bus2	0.882	0.443	1424.6	89.3	
Barra MT	10.400	102.779	-1.7	0	0	0	0	Bus L1	1.208	0.608	73.1	89.3	
								Bus L2	0.211	0.100	12.6	90.4	
								Bus L3	0.831	0.410	50.1	89.7	
								Bus L4	0.909	0.413	53.9	91.1	
								BarraG1	-1.053	-0.510	63.2	90.0	5.000
								Barra G2	-1.053	-0.510	63.2	90.0	5.000
								Barra G3	-1.053	-0.510	63.2	90.0	5.000
*BarraG1	0.400	100.000	0.0	1.060	0.552	0	0	Barra MT	1.060	0.552	1725.5	88.7	
*BarraG3	0.400	100.000	0.0	1.409	0.773	0	0	Bus1	1.409	0.773	2320.0	87.7	
Bus L1	10.400	98.806	-2.7	0	0	1.171	0.567	Barra MT	-1.171	-0.567	73.1	90.0	
Bus L2	10.400	102.573	-1.7	0	0	0.211	0.100	Barra MT	-0.211	-0.100	12.6	90.3	
Bus L3	10.400	100.842	-2.2	0	0	0.819	0.397	Barra MT	-0.819	-0.397	50.1	90.0	
Bus L4	10.400	99.004	-2.7	0	0	0.882	0.385	Barra MT	-0.882	-0.385	54.0	91.7	
Bus L9	10.400	98.005	-3.2	0	0	1.152	0.558	Bus1	-1.152	-0.558	72.5	90.0	
Bus L10	10.400	101.741	-2.3	0	0	0.208	0.099	Bus1	-0.208	-0.099	12.5	90.3	
Bus L11	10.400	101.253	-1.9	0	0	0.826	0.400	Bus2	-0.826	-0.400	50.3	90.0	
Bus L12	10.400	99.407	-2.4	0	0	0.890	0.388	Bus2	-0.890	-0.388	54.2	91.7	
Bus1	10.400	101.945	-2.2	0	0	0	0	Bus L9	1.188	0.599	72.5	89.3	
								Bus L10	0.208	0.098	12.5	90.4	
								BarraG3	-1.396	-0.697	85.0	89.5	5.000
Bus2	10.400	103.197	-1.4	0	0	0	0	Bus L11	0.838	0.413	50.3	89.7	
								Bus L12	0.916	0.416	54.1	91.1	
								Barra G7	-0.877	-0.414	52.2	90.4	5.000
								Barra G8	-0.877	-0.414	52.2	90.4	5.000

* Indica barra con regulación de tensión (con máquina tipo swing o controlada por tensión conectada a la barra)
Indica una barra con un error de convergencia de carga mayor a 0.1 MVA

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

Corriente nominal de generadores:

$$S_{nG} := 2000 \text{ kV} \cdot \text{A}$$

$$V_{nG} := 400 \text{ V}$$

$$I_{nG} := \frac{S_{nG}}{\sqrt{3} \cdot V_{nG}} = 2886.75 \text{ A}$$

Corriente nominal de transformadores:

$$S_{nT} := 2000 \text{ kV} \cdot \text{A}$$

$$V_{nT} := 10.4 \text{ kV}$$

$$I_{nT} := \frac{S_{nT}}{\sqrt{3} \cdot V_{nT}} = 111.03 \text{ A}$$

Corriente nominal de transformador SSAA:

$$S_{nTSA} := 63 \text{ kV} \cdot \text{A}$$

$$V_{nTSA} := 400 \text{ V}$$

$$I_{nTSA} := \frac{S_{nTSA}}{\sqrt{3} \cdot V_{nTSA}} = 90.93 \text{ A}$$

Tablero seccional Tanques:

$$P_{Tq} := 3750 \text{ W}$$

$$V_{Tq} := 400 \text{ V}$$

$$I_{Tq} := \frac{P_{Tq}}{V_{Tq} \cdot 0.85 \cdot \sqrt{3}} = 6.37 \text{ A}$$

Tablero seccional Taller:

$$P_{Tu} := 8300 \text{ W}$$

$$V_{Tu} := 400 \text{ V}$$

$$I_{Tu} := \frac{P_{Tu}}{V_{Tu} \cdot 0.85 \cdot \sqrt{3}} = 14.09 \text{ A}$$

Tablero seccional Oficina:

$$P_{of} := 6900 \text{ W}$$

$$V_{of} := 400 \text{ V}$$

$$I_{of} := \frac{P_{of}}{V_{of} \cdot 0.85 \cdot \sqrt{3}} = 11.72 \text{ A}$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

Tablero seccional Sala de Celdas:

$$P_{tb} := 8300 \text{ W}$$

$$V_{tb} := 220 \text{ V}$$

$$I_{tb} := \frac{P_{of}}{V_{of} \cdot 0.85} = 20.29 \text{ A}$$

Tablero seccional Iluminación exterior:

$$P_{il} := 2880 \text{ W}$$

$$V_{il} := 220 \text{ V}$$

$$I_{il} := \frac{P_{il}}{V_{il} \cdot 0.85} = 15.4 \text{ A}$$

CABLE DE POTENCIA, SALIDA DE GENERADOR

$$I_{nG} = 2886.751 \text{ A}$$

$$I_{cG} := 2952 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 4 conductores unipolares (1x185mm) en paralelo por fase}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa-tierra de relleno):

$$F_2 := 1$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 1$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 1$$

$$I_{cG} := I_{cG} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 3131.5 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.1 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 35000 \text{ A}$$

$$c := 103 \cdot \frac{A \cdot s}{\sqrt{s} \cdot (mm)^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 107.46 \text{ mm}^2$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

CABLE DE POTENCIA, SALIDA DE TRANSFORMADOR 2MVA

$$I_{nT} = 111.03 \text{ A}$$

$$I_{cT} := 230 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x25mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa-tierra de relleno):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 1$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.8$$

$$I_{cT} := I_{cT} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 183.5 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.5 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 1587 \text{ A}$$

$$c := 103 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 10.89 \text{ mm}^2$$

SALIDA DE TRANSFORMADOR SSAA

$$I_{nTSA} = 90.93 \text{ A}$$

$$I_{cTSA} := 173 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x35mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 1$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.8$$

$$I_{cTSA} := I_{cTSA} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 138 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.5 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 9.63 \text{ mm}^2$$

Se emplea un cable tripolar 3x35 mm

ALIMENTACION TABLERO DE TANQUES

$$I_{Tq} = 6.37 \text{ A}$$

$$I_{cTq} := 51 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x4mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 0.7$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.9$$

$$I_{cTq} := I_{cTq} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 32 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.3 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 7.46 \text{ mm}^2 \quad \text{Se emplea un cable tripolar 3x4 mm}$$

Verificación por caída de tensión

$$R_c := 4.61 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad L := 90 \text{ m}$$

$$X_c := 0.09 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I_{cTq} \cdot L \cdot (R_c \cdot 0.85 + X_c \cdot 0.526) = 19.81 \text{ V}$$

ALIMENTACION TABLERO DE TALLER

$$I_{Tu} = 14.09 \text{ A}$$

$$I_{cTu} := 51 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x4mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 0.7$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.9$$

$$I_{cTq} := I_{cTq} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 20.1 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.3 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 7.46 \text{ mm}^2 \quad \text{Se emplea un cable tripolar 3x4 mm}$$

Verificación por caída de tensión

$$R_c := 4.61 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad L := 60 \text{ m}$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

$$X_c := 0.09 \frac{\Omega}{km}$$

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I_{ctu} \cdot L \cdot (R_c \cdot 0.85 + X_c \cdot 0.526) = 21.02 \text{ V}$$

ALIMENTACION TABLERO DE OFICINAS

$$I_{of} = 11.72 \text{ A}$$

$$I_{cof} := 51 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x4mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 0.7$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.9$$

$$I_{cof} := I_{cof} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 32 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.3 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 7.46 \text{ mm}^2$$

Se emplea un cable tripolar 3x4 mm

Verificación por caída de tensión

$$R_c := 4.61 \frac{\Omega}{km}$$

$$L := 40 \text{ m}$$

$$X_c := 0.09 \frac{\Omega}{km}$$

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I_{cof} \cdot L \cdot (R_c \cdot 0.85 + X_c \cdot 0.526) = 8.8 \text{ V}$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

ALIMENTACION SALA DE CELDAS

$$I_{tb} = 20.29 \text{ A}$$

$$I_{ctb} := 51 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x4mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 0.7$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.9$$

$$I_{cTq} := I_{cTq} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 12.6 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.3 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 7.46 \text{ mm}^2$$

Se emplea un cable tripolar 3x4 mm

Verificación por caída de tensión

$$R_c := 4.61 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad L := 20 \text{ m}$$

$$X_c := 0.09 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\Delta U := \sqrt{3} \cdot I_{ctb} \cdot L \cdot (R_c \cdot 0.85 + X_c \cdot 0.526) = 7.01 \text{ V}$$

ANEXO III
DIMENSIONAMIENTO DE CABLES CONDUCTORES

ALIMENTACION TABLERO DE ILUMINACION

$$I_{il} = 15.4 \text{ A}$$

$$I_{cil} := 51 \text{ A} \quad \text{Corriente admisible de 1 conductor tripolar (3x4mm)}$$

Factor de corrección por temperatura del terreno 20°C:

$$F_1 := 1.04$$

Factor de corrección según resistividad del terreno (lluvia escasa):

$$F_2 := 0.94$$

Factor de corrección por agrupamiento:

$$F_3 := 0.7$$

Factor de corrección según profundidad de instalación (0,5m):

$$F_4 := 1.02$$

Factor de corrección para canalizaciones entubadas:

$$F_5 := 0.9$$

$$I_{cTq} := I_{cTq} \cdot F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 = 7.9 \text{ A} \quad \text{Verifica}$$

$$t_d := 0.3 \text{ s}$$

$$I_{cc} := 2316 \text{ A}$$

$$c := 170 \cdot \frac{\text{A} \cdot \text{s}}{\sqrt{\text{s}} \cdot (\text{mm})^2}$$

$$S_{min} := \frac{\sqrt{t_d} \cdot I_{cc}}{c} = 7.46 \text{ mm}^2$$

Se emplea un cable tripolar 3x4 mm

ANEXO IV
CALCULOS PARA EL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA

$\rho_t := 280 \Omega \cdot m$	Resistividad del terreno
$\rho_s := 3000 \Omega \cdot m$	Resistividad superficial: 2000-5000 ohm.m
$\rho_{20} := 1.71 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$	Resistividad del cobre a 20°C
$I_{fmax} := 34.7 kA$	Corriente de defecto máxima encontrada
$I_f := 2.7 kA$	Corriente de defecto
$l_x := 50 m$	Largo en eje x e y N conductores en eje x, M conductores en eje Y Distancia entre conductores paralelos
$l_y := 60 m$	
$N := 21$	
$M := 17$	
$D := 3 m$	
$h_s := 0.10 m$	Profundidad de capa superficial
$A := l_x \cdot l_y = 3000 m^2$	Área de la malla
$L_m := N \cdot l_x + M \cdot l_y = 2070 m$	Longitud total del cable enterrado
$L_p := 2 \cdot l_x + 2 \cdot l_y = 220 m$	Longitud del perímetro
$N_j := 20$	Numero de jabalinas
$L_j := 3 m$	Longitud de cada jabalina
$\phi_j := 19.5 mm$	Diámetro de cada jabalina (3/4")
$H := 1 m$	Profundidad de implementación de malla
$\phi_c := 14.3 mm$	Diámetro de conductor de la malla 120mm
$L_T := L_m + N_j \cdot L_j = 2130 m$	Longitud total malla+jabalina

Verificación de sección mínima del conductor:

$$c := 380 \frac{J}{kg \cdot K} \quad \text{Calor específico del cobre}$$

$$td := 0.7 s \quad \text{Duración del cortocircuito}$$

$$gcu := 8900 \frac{kg}{m^3} \quad \text{Peso específico del cobre}$$

$$T_0 := 20^\circ C$$

$$T_G := 200^\circ C$$

$$\alpha := 3.8 \cdot (10^{-3}) \cdot \frac{1}{1^\circ C}$$

$$\rho_{cu} := \rho_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_G - 20^\circ C)) = (2.88 \cdot 10^{-8}) m \cdot \Omega$$

$$T_G := (273 + 200) \cdot K = 473 K$$

$$T_0 := (20 + 273) K = 293 K$$

$$\alpha := 3.9 \cdot (10^{-3}) \cdot \frac{1}{K} = 0.004 \frac{1}{K}$$

$$S_{min} := \frac{I_{fmax} \cdot \sqrt{td}}{\sqrt{9.64 \cdot \frac{c \cdot gcu}{\rho_{cu} \cdot \alpha} \cdot (\log(1 + \alpha \cdot (T_G - T_0)))}} = 112.12 mm^2$$

ANEXO IV
CALCULOS PARA EL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA

Tensión de paso admisible:

$$C_s := 1 - \frac{0.09 \cdot \left(1 - \frac{\rho_t}{\rho_s}\right)}{2 \cdot \frac{h_s}{1 \text{ m}} + 0.09} = 0.719$$

Puede ser 0.116 para 50kg o
0.157 para una persona de 70kg

$$E_{p50} := (1000 \Omega \cdot \mathbf{m} + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.116 \text{ V} \cdot \sqrt{s}}{\sqrt{td} \cdot \Omega \cdot \mathbf{m}} = 1.93 \text{ kV}$$

Tensión de contacto admisible:

$$E_{c50} := (1000 \Omega \cdot \mathbf{m} + 1.5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.116 \text{ V} \cdot \sqrt{s}}{\sqrt{td} \cdot \Omega \cdot \mathbf{m}} = 587.001 \text{ V}$$

Diseño preliminar de la malla:

$$K_1 := -0.05 \cdot \frac{l_x}{l_y} + 1.20 = 1.158 \quad R_g := \rho_t \cdot \left(\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} A} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + H \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) = 2.33 \Omega$$

$$K_2 := 0.1 \cdot \frac{l_x}{l_y} + 4.68 = 4.763$$

Resistencia de malla:

$$R_m := \frac{\rho_t}{L_m \cdot \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{\sqrt{\phi_c \cdot H}} \right) + K_1 \cdot \frac{L_m}{\sqrt{A}} - K_2 \right) = 2.13 \Omega$$

Resistencia del conjunto de jabalinas:

$$R_j := \frac{\rho_t}{2 \pi \cdot N_j \cdot L_j} \cdot \left(\ln \left(\frac{8 \cdot L_j}{\phi_j} \right) - 1 + \left(\frac{2 \cdot K_1 \cdot L_j}{\sqrt{A}} \right) \cdot (\sqrt{N_j} - 1)^2 \right) = 5.678 \Omega$$

Resistencia mutua malla-jabalina:

$$R_w := \frac{\rho_t}{L_m \cdot \pi} \cdot \left(\ln \left(\frac{2 \cdot L_m}{L_j} \right) + \frac{K_1 \cdot L_m}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right) = 2.034 \Omega$$

Resistencia total del sistema:

$$R_c := \frac{R_m \cdot R_j - R_w^2}{R_m + R_j - 2 \cdot R_w} = 2.13 \Omega$$

ANEXO IV
CALCULOS PARA EL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA

Tensión de malla:

$$n := \frac{2 \cdot L_m}{L_p} \cdot \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = 18.857$$

$$K_i := 0.644 + 0.148 \cdot n = 3.435$$

$$L_{EM} := L_m + \left(1.55 + 1.22 \cdot \frac{L_j}{\sqrt{l_x^2 + l_y^2}} \right) \cdot L_j \cdot N_j = 2165.81 \text{ m}$$

$$K_{ii} := 1$$

$$K_h := \sqrt{1 + \frac{H}{1 \text{ m}}} = 1.414$$

$$K_m := \frac{1}{2 \pi} \left(\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot H \cdot \phi_c} + \frac{(D + 2 \cdot H)^2}{8 \cdot D \cdot \phi_c} - \frac{H}{4 \cdot \phi_c} \right) + \left(\frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2n - 1)} \right) \right) \right) = 0.424$$

$$E_m := \frac{\rho_t \cdot I_f \cdot K_m \cdot K_i}{L_{EM}} = 508.32 \text{ V}$$

Tensión real de paso:

$$L_s := 0.75 \cdot L_m + 0.85 \cdot (N_j \cdot L_j) = (1.604 \cdot 10^3) \text{ m}$$

$$K_s := \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{1}{2H} + \frac{1}{D+H} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{(n-2)}) \right) \cdot \text{m} = 0.345$$

$$E_p := \frac{\rho_t \cdot I_f \cdot K_s \cdot K_i}{L_s} = 558.44 \text{ V}$$

Verificación:

$$E_m = 508.32 \text{ V} \leq E_{c50} = 587 \text{ V}$$

$$E_p = 558.44 \text{ V} \leq E_{p50} = 1932.06 \text{ V}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

DATOS:

$$l_x := 40 \text{ m}$$

$$l_y := 50 \text{ m}$$

$$S := l_x \cdot l_y = 2000 \text{ m}^2$$

$$\eta := 0.9$$

$$CBU := 0.75$$

$$F_m := 0.8$$

$$E_{med} := 100 \text{ lx}$$

$$\phi := 31200 \text{ lm}$$

$$N := \frac{E_{med} \cdot S}{\phi \cdot \eta \cdot CBU \cdot F_m} = 11.9$$

Iluminancia en punto A:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 6.37 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 35.29^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = -9.71^\circ$$

$$I_{g1} := 250 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 7800 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 63.238 \text{ lx}$$

$$d2 := 35 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 75.579^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 30.579^\circ$$

$$I_{g2} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 6.376 \text{ lx}$$

$$d3 := 44.5 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 78.566^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 33.566^\circ$$

$$I_{g3} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 3.847 \text{ lx}$$

$$d4 := 56.2 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 80.902^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 35.902^\circ$$

$$I_{g4} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 2.418 \text{ lx}$$

$$E_A := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 227.637 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto B:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 20.6 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 66.4^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 21.4^\circ$$

$$I_{g1} := 195 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 6084 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 11.209 \text{ lx}$$

$$d2 := 19.5 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 65.225^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 20.225^\circ$$

$$I_{g2} := 195 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 6084 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 12.377 \text{ lx}$$

$$d3 := 48.5 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 79.487^\circ$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 34.487^\circ$$

$$I_{g3} := 305 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 3.223 \text{ lx}$$

$$d4 := 48.2 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 79.423^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 34.423^\circ$$

$$I_{g4} := 305 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 3.265 \text{ lx}$$

$$E_B := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 90.223 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto C:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 37.5 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 76.504^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 31.504^\circ$$

$$I_{g1} := 310 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 5.545 \text{ lx}$$

$$d2 := 5 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 29.055^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = -15.945^\circ$$

$$I_{g2} := 250 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 7800 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 70.754 \text{ lx}$$

$$d3 := 58 \text{ m}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 81.18^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 36.18^\circ$$

$$I_{g3} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 2.23 \text{ lx}$$

$$d4 := 44 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 78.44^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 33.44^\circ$$

$$I_{g4} := 308 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9609.6 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 3.976 \text{ lx}$$

$$E_C := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 247.511 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto D:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 25 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 70.201^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 25.201^\circ$$

$$I_{g1} := 300 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9360 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 11.996 \text{ lx}$$

$$d2 := 43 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 78.179^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 33.179^\circ$$

$$I_{g2} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 4.194 \text{ lx}$$

$$d3 := 25 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 70.201^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 25.201^\circ$$

$$I_{g3} := 300 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9360 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 11.996 \text{ lx}$$

$$d4 := 43 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 78.179^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 33.179^\circ$$

$$I_{g4} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 4.194 \text{ lx}$$

$$E_D := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 97.142 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto E:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 31 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 73.811^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 28.811^\circ$$

$$I_{g1} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 8.002 \text{ lx}$$

$$d2 := 31 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 73.811^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 28.811^\circ$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$I_{g2} := 305 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 8.002 \text{ lx}$$

$$d3 := 31 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 73.811^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 28.811^\circ$$

$$I_{g3} := 305 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 8.002 \text{ lx}$$

$$d4 := 31 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 73.811^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 28.811^\circ$$

$$I_{g4} := 305 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 8.002 \text{ lx}$$

$$E_E := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 96.024 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto F:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 44 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 78.44^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 33.44^\circ$$

$$I_{g1} := 310 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 4.001 \text{ lx}$$

$$d2 := 25 \text{ m}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 70.201^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 25.201^\circ$$

$$I_{g2} := 300 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9360 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 11.996 \text{ lx}$$

$$d3 := 37 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 76.329^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 31.329^\circ$$

$$I_{g3} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 5.606 \text{ lx}$$

$$d4 := 25 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 70.201^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 25.201^\circ$$

$$I_{g4} := 300 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9360 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 11.996 \text{ lx}$$

$$E_F := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 100.797 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto G:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 38.5 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 76.842^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 31.842^\circ$$

$$I_{g1} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 5.171 \text{ lx}$$

$$d2 := 51.5 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 80.087^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 35.087^\circ$$

$$I_{g2} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 2.896 \text{ lx}$$

$$d3 := 11.5 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 51.953^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 6.953^\circ$$

$$I_{g3} := 270 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 8424 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 39.212 \text{ lx}$$

$$d4 := 36.5 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 76.149^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 31.149^\circ$$

$$I_{g4} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 5.857 \text{ lx}$$

$$E_G := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 159.409 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto H:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 43 \text{ m}$$

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 78.179^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 33.179^\circ$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$I_{g1} := 310 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 4.194 \text{ lx}$$

$$d2 := 43 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 78.179^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 33.179^\circ$$

$$I_{g2} := 310 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 4.194 \text{ lx}$$

$$d3 := 23 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 68.629^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 23.629^\circ$$

$$I_{g3} := 300 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9360 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 14.058 \text{ lx}$$

$$d4 := 22 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 67.751^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 22.751^\circ$$

$$I_{g4} := 290 \frac{cd}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 9048 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 14.768 \text{ lx}$$

$$E_H := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 111.64 \text{ lx}$$

Iluminancia en punto I:

$$h := 9 \text{ m}$$

$$d1 := 54 \text{ m}$$

...

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

$$\gamma_1 := \text{atan}\left(\frac{d1}{h}\right) = 80.538^\circ$$

$$\gamma_1' := \gamma_1 - 45^\circ = 35.538^\circ$$

$$I_{g1} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_1 := I_{g1} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_1 := \frac{I_1 \cdot \cos(\gamma_1)^2 \cdot \cos(\gamma_1')}{h^2} = 2.626 \text{ lx}$$

$$d2 := 38 \text{ m}$$

$$\gamma_2 := \text{atan}\left(\frac{d2}{h}\right) = 76.675^\circ$$

$$\gamma_2' := \gamma_2 - 45^\circ = 31.675^\circ$$

$$I_{g2} := 305 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_2 := I_{g2} \cdot \phi = 9516 \text{ cd}$$

$$E_2 := \frac{I_2 \cdot \cos(\gamma_2)^2 \cdot \cos(\gamma_2')}{h^2} = 5.31 \text{ lx}$$

$$d3 := 39 \text{ m}$$

$$\gamma_3 := \text{atan}\left(\frac{d3}{h}\right) = 77.005^\circ$$

$$\gamma_3' := \gamma_3 - 45^\circ = 32.005^\circ$$

$$I_{g3} := 310 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_3 := I_{g3} \cdot \phi = 9672 \text{ cd}$$

$$E_3 := \frac{I_3 \cdot \cos(\gamma_3)^2 \cdot \cos(\gamma_3')}{h^2} = 5.12 \text{ lx}$$

$$d4 := 11 \text{ m}$$

$$\gamma_4 := \text{atan}\left(\frac{d4}{h}\right) = 50.711^\circ$$

$$\gamma_4' := \gamma_4 - 45^\circ = 5.711^\circ$$

$$I_{g4} := 270 \frac{\text{cd}}{1000 \text{ lm}}$$

$$I_4 := I_{g4} \cdot \phi = 8424 \text{ cd}$$

$$E_4 := \frac{I_4 \cdot \cos(\gamma_4)^2 \cdot \cos(\gamma_4')}{h^2} = 41.496 \text{ lx}$$

$$E_I := 3 \cdot E_1 + 3 \cdot E_2 + 3 \cdot E_3 + 3 \cdot E_4 = 163.657 \text{ lx}$$

ANEXO V
CALCULOS DE ILUMINACIÓN PLAYA EXTERIOR

Coeficiente de uniformidad media:

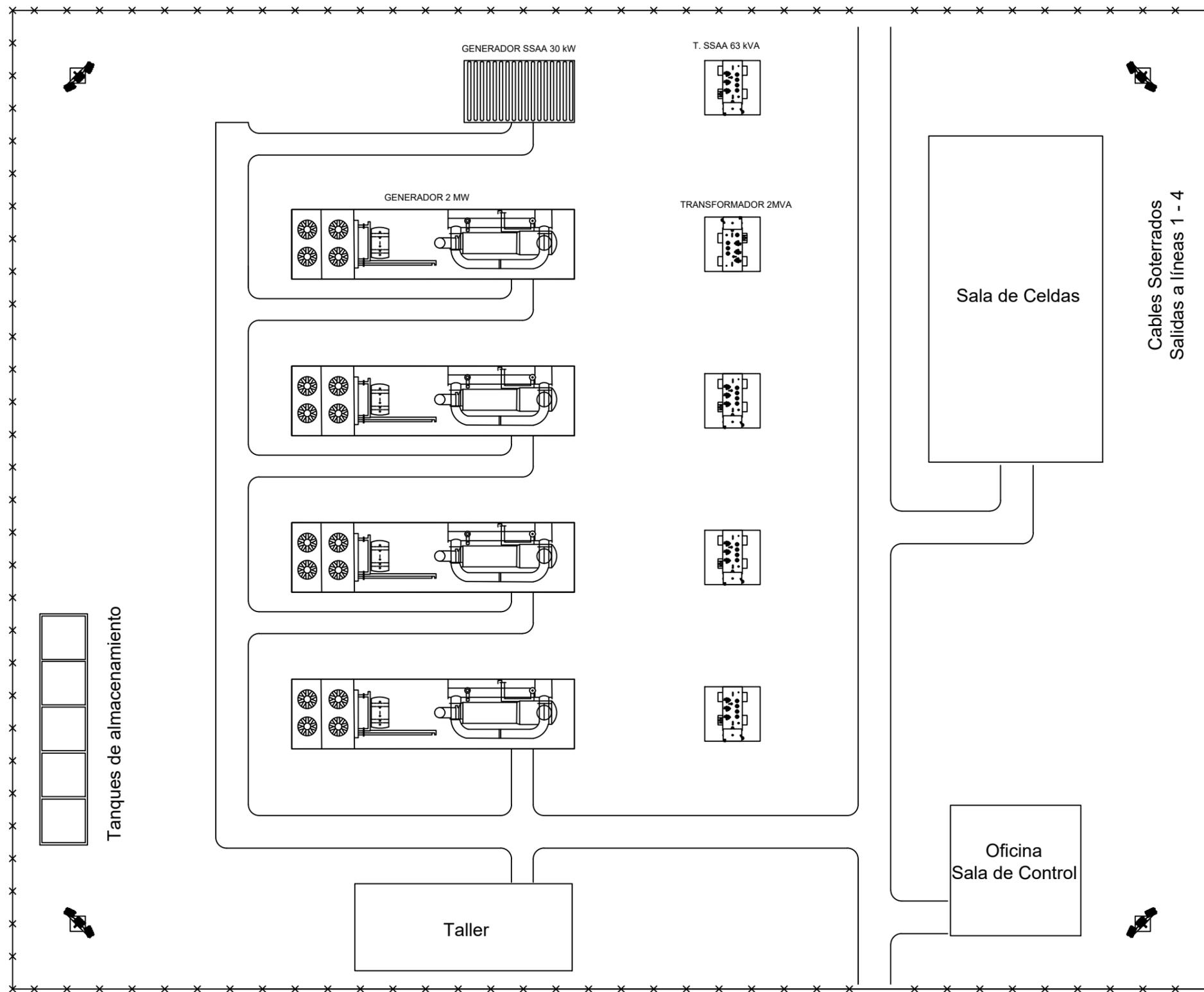
$$E_{min} := E_B = 90.223 \text{ lx}$$

$$E_{max} := E_C = 247.511 \text{ lx}$$

$$\frac{E_{min}}{E_{med}} = 0.902$$

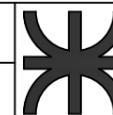
Coeficiente de uniformidad extrema:

$$\frac{E_{min}}{E_{max}} = 0.365$$



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA

PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023



01 PLANTA GENERAL

FECHA: 22/03/23

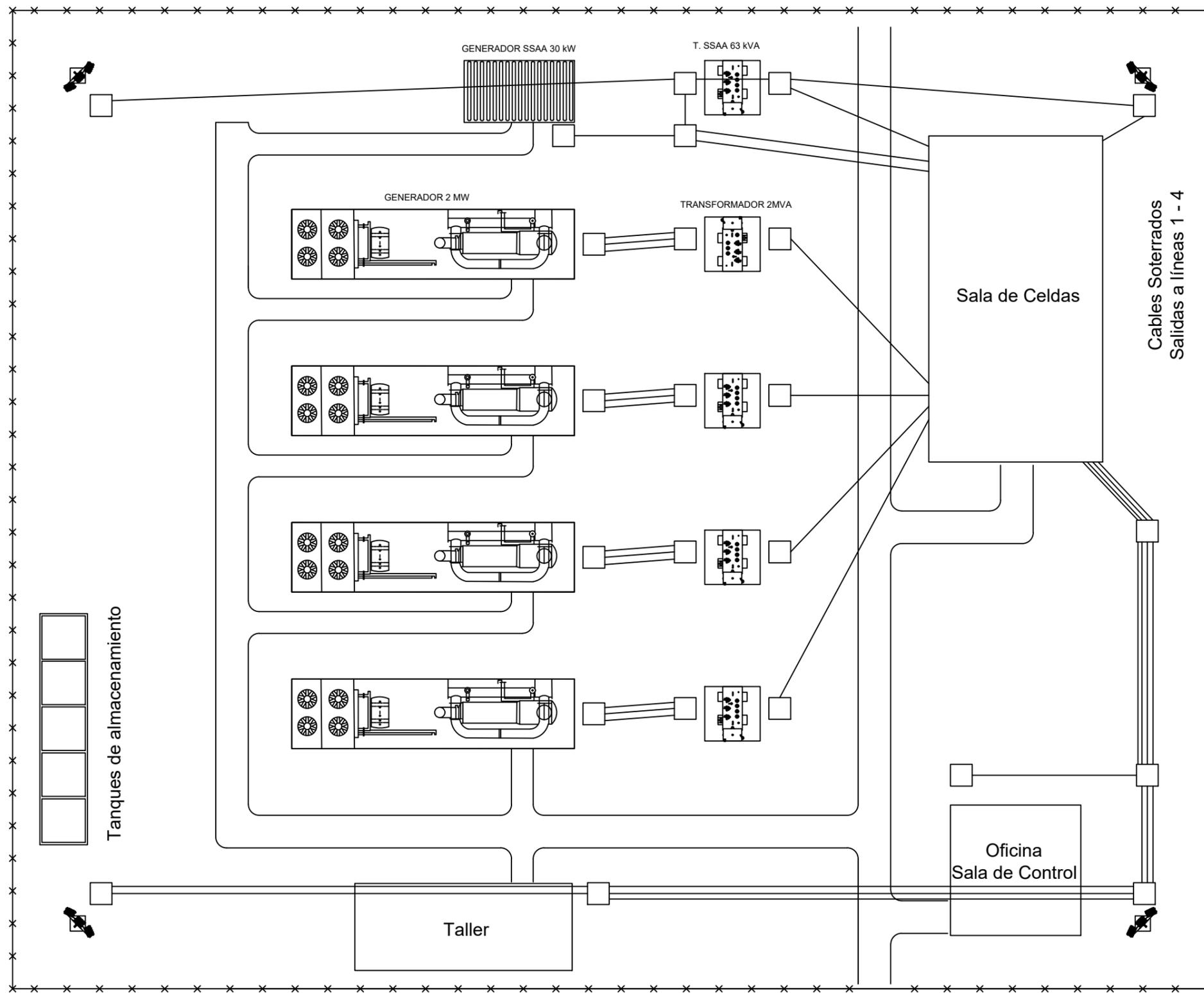
DOCENTES

Ing. Carlos Mainetti
Mg. Ing. Marcelo Antón
Ing. Horacio Del Bianco
Ing. Martín Di Pietro

VERGARA MATIAS

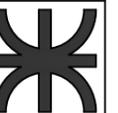
ESC. n/a

HOJA de



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA

PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023



02 DISTRIBUCION CAÑEROS

FECHA: 22/03/23

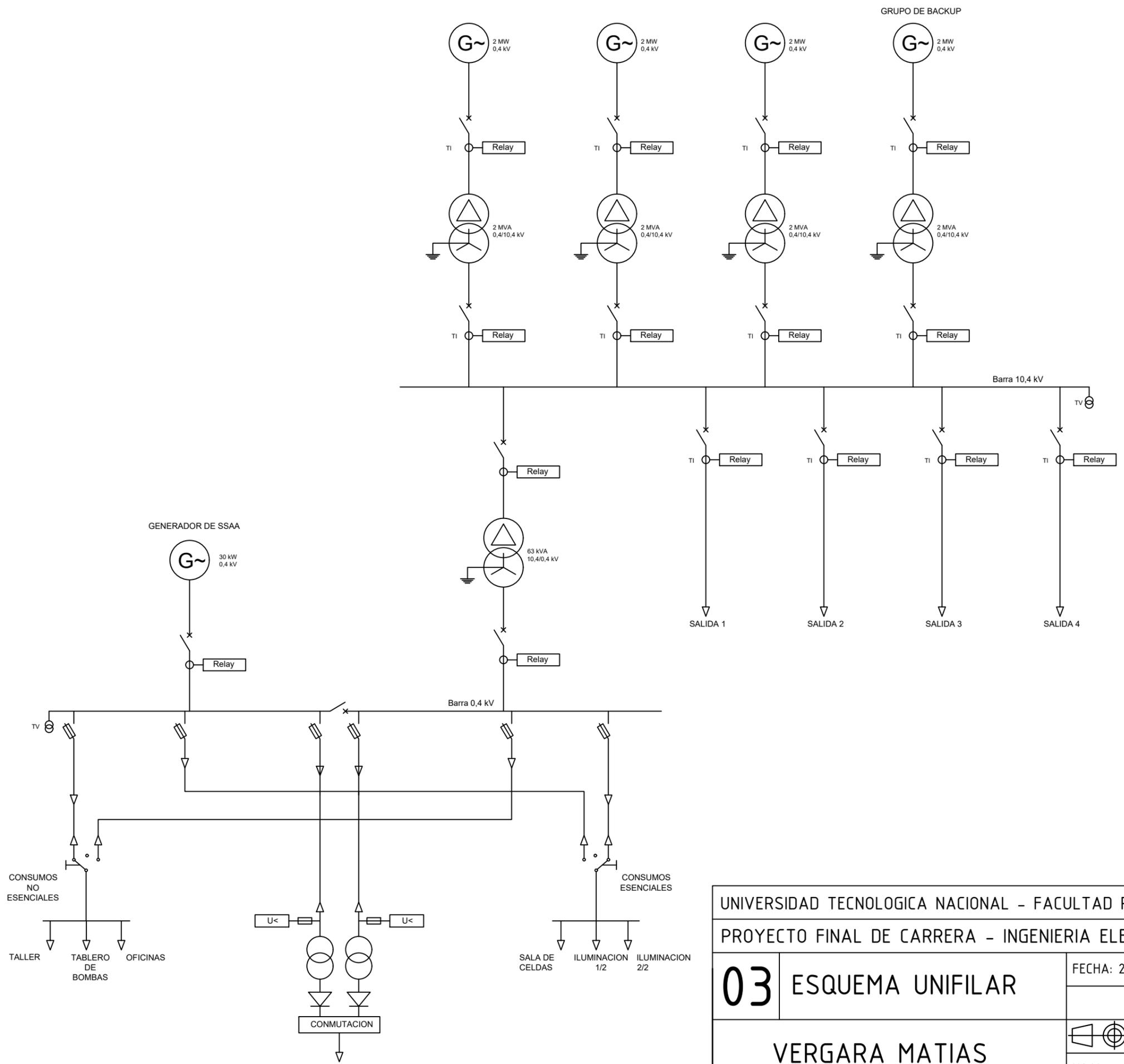
DOCENTES

Ing. Carlos Mainetti
Mg. Ing. Marcelo Antón
Ing. Horacio Del Bianco
Ing. Martín Di Pietro

VERGARA MATIAS

ESC. n/a

HOJA de



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA



PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023

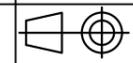
03 ESQUEMA UNIFILAR

FECHA: 22/03/23

DOCENTES

Ing. Carlos Mainetti
Mg. Ing. Marcelo Antón
Ing. Horacio Del Bianco
Ing. Martín Di Pietro

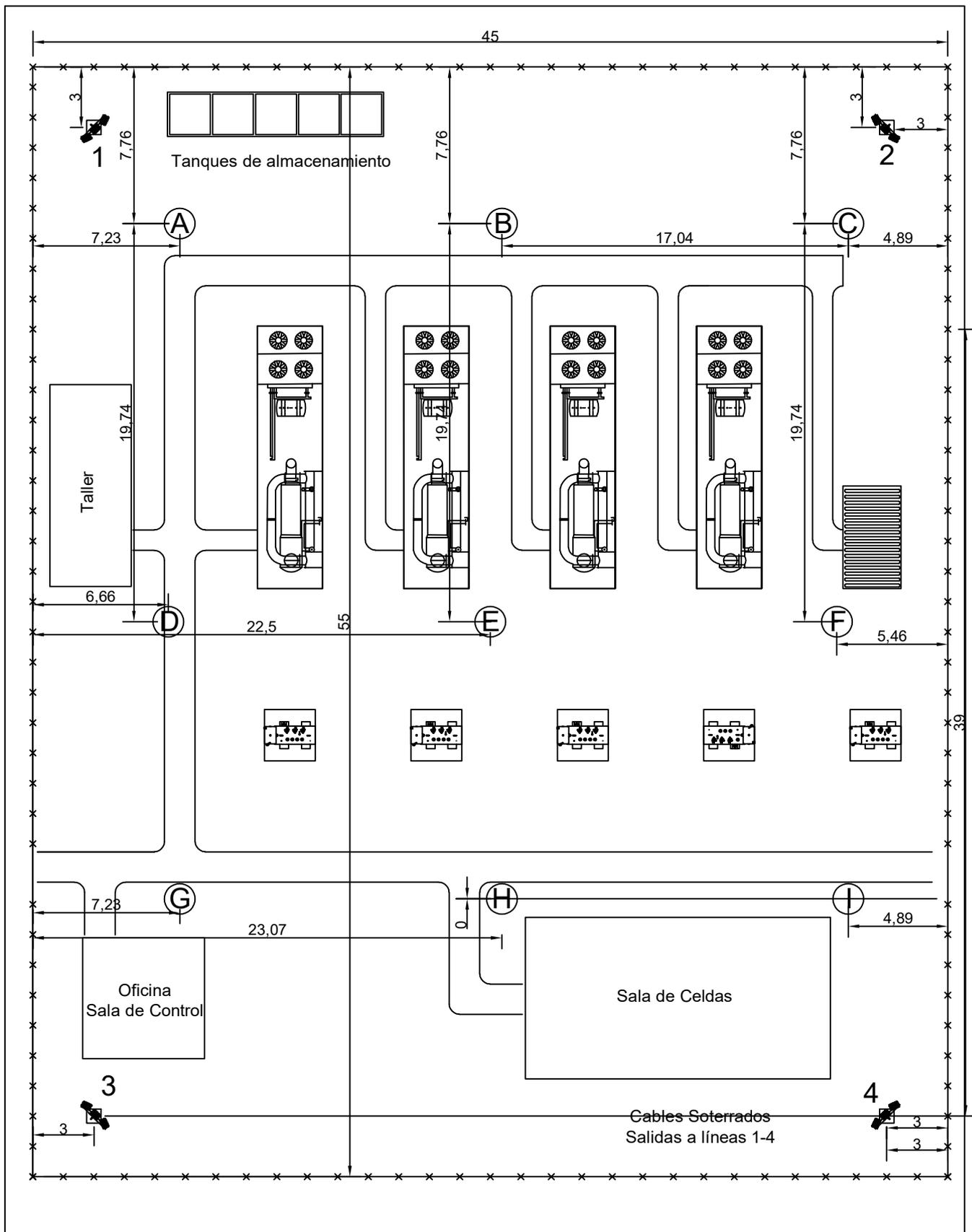
VERGARA MATIAS



ESC. n/a

HOJA

de



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA

PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023



04 PUNTOS DE ILUMINACIÓN

FECHA: 22/03/23

DOCENTES

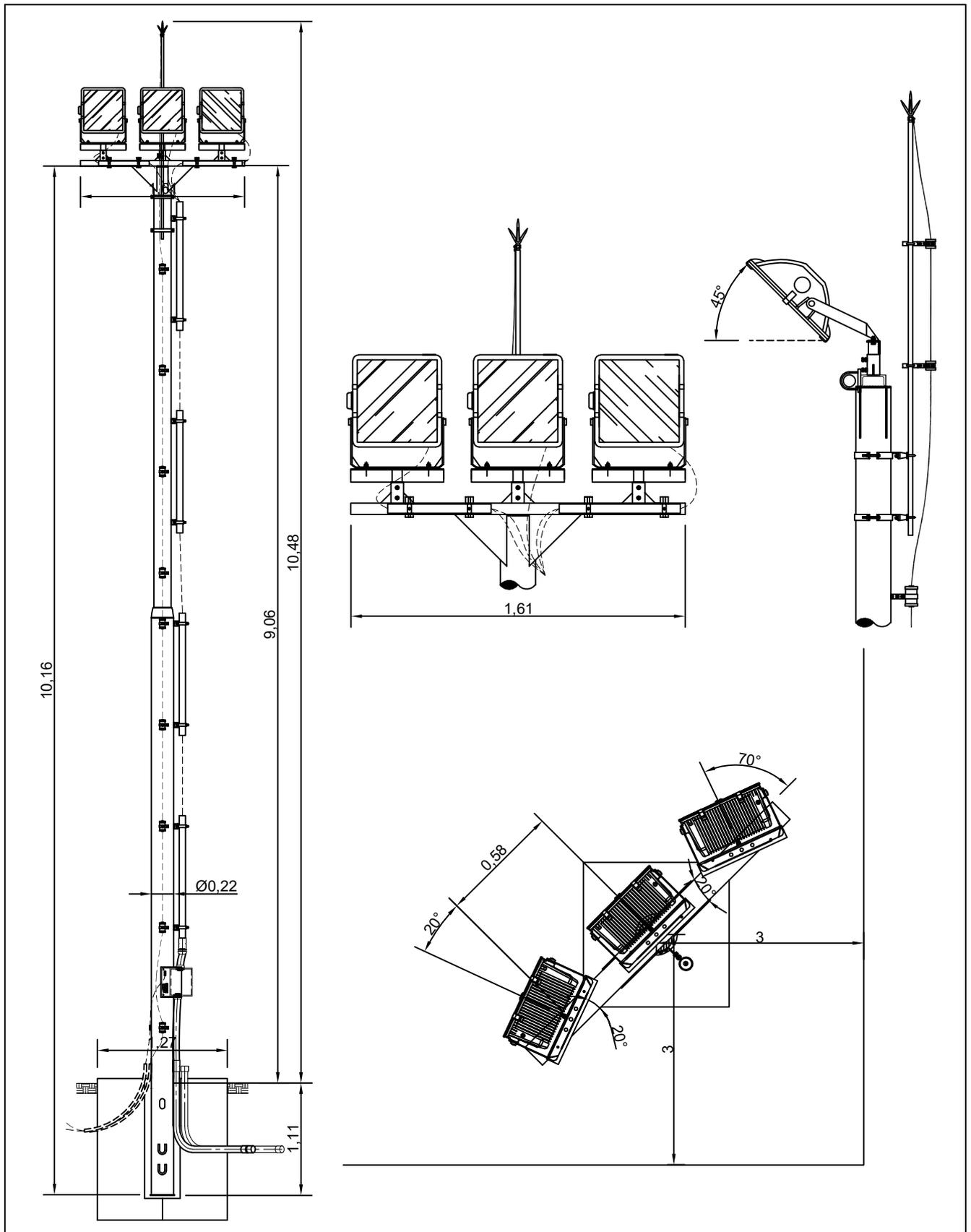
Ing. Carlos Mainetti
Mg. Ing. Marcelo Antón
Ing. Horacio Del Bianco
Ing. Martín Di Pietro

VERGARA MATIAS



ESC. n/a

HOJA de



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA

PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023



05 DETALLE ILUMINACIÓN

FECHA: 22/03/23

DOCENTES

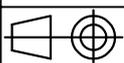
Ing. Carlos Mainetti

Mg. Ing. Marcelo Antón

Ing. Horacio Del Bianco

Ing. Martín Di Pietro

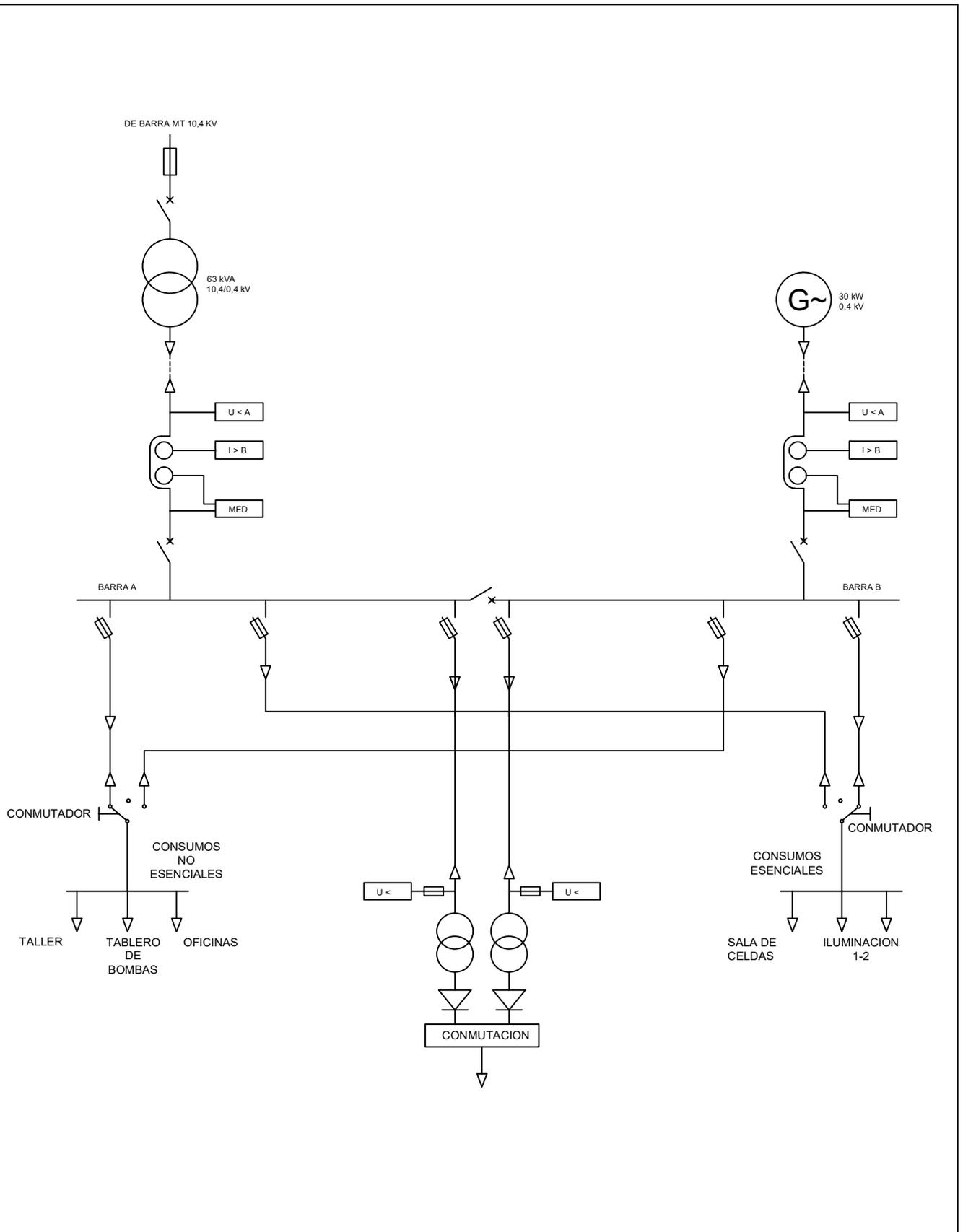
VERGARA MATIAS

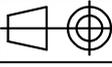


ESC. n/a

HOJA

de



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL - FACULTAD REGIONAL BAHIA BLANCA		
PROYECTO FINAL DE CARRERA - INGENIERIA ELECTRICA - AÑO 2023		
<h1>06</h1>	<h2>SERVICIOS AUXILIARES</h2>	FECHA: 22/03/23
	<h1>VERGARA MATIAS</h1>	
 ESC. n/a		
		HOJA de