



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A 22 Y 36 KV PARA
UN SECTOR DE GUAYAQUIL”**

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

Presentado por:

SILVIA ESTEFANÍA DE LA CRUZ ZAVALA

ADRIANA MARÍA CASTRO MARIDUEÑA

**GUAYAQUIL – ECUADOR
AÑO 2015**

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser guía espiritual en el proceso de nuestra carrera estudiantil en momentos de debilidad y felicidad en nuestros logros.

A nuestros padres, por sus enseñanzas, consejos en nuestras vidas y por enseñarnos que la educación es la mayor herencia que un padre puede dejar a un hijo.

A nuestros profesores, por brindarnos sus conocimientos y no ver los problemas como una dificultad, sino más bien como una oportunidad para aprender.

DEDICATORIA

A mis padres, por creer en mí, por enseñarme que la humildad es el pasaporte a nuevas oportunidades, por alentarme a lograr los objetivos a pesar de las caídas, pero sobre todo, por su amor y sacrificio.

Al Ing. Vicente Leonel Varas Aguilera, por impulsarme siempre a no dudar, por todo el tiempo y apoyo incondicional, por estar presente en mi vida y ser la persona en quien puedo confiar.

A la Srta. Adriana Castro, por ofrecerme su amistad y compartir este proyecto para lograr juntas la meta anhelada.

Silvia Estefanía De La Cruz Zavala.

DEDICATORIA

Este proyecto integrador va dedicado a dos personas muy especiales para mí, mi abuelita la Sra. María Andrea Varela Moreno y mi abuelito el Sr. Adriano Olmedo Maridueña German, quienes siempre confiaron en mí y me alentaron tanto en la tierra como en el cielo.

Y a mi familia: mi papá, mi mamá, Andrea, Julio, Andreina, Carlos, mi tía Valentina y Roxana por su apoyo que me brindaron día a día para poder cumplir mi objetivo.

A Don Rufino Assan Chang, por ser un amigo en el que siempre pude confiar ciegamente, gracias por escucharme, aconsejarme, alegrarme (si ese laboratorio hablara), nunca dudó ni un minuto del logro que podría tener.

Al Ing. Vicente Varas por ser nuestro mentor, nuestra guía en este proceso, por nunca titubear cuando necesitábamos de él, mi agradecimiento para contigo es infinito.

A mi colega Silvia De la Cruz por confiar en mí y emprender este éxito juntas.

A mis amigos que desde el comienzo de esta larga aventura, nunca me juzgaron sino que me daban el coraje para seguir adelante.

Mi Director de materia el Ing. Douglas Aguirre por estar siempre preocupado y atento para que nuestra tesis quede perfecta.

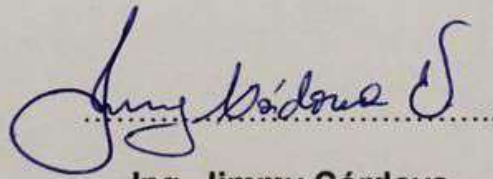
Ing. Jimmy Córdova porque sin sus conocimientos y guías no habríamos tenido el camino para desarrollar nuestro proyecto.

Adriana María Castro Maridueña

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'DA', written over a horizontal dotted line.

Ing. Douglas Aguirre
PROFESOR EVALUADOR

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Jimmy Córdova', written over a horizontal dotted line.

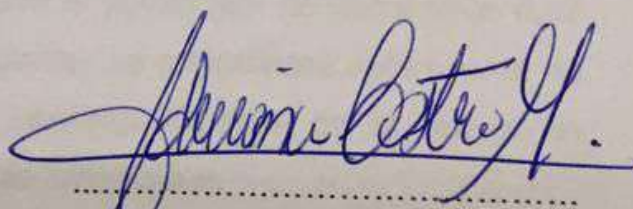
Ing. Jimmy Córdova
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



.....
Silvia Estefanía De La Cruz Zavala



.....
Adriana María Castro Maridueña

RESUMEN

El proyecto a continuación focaliza como alternativa la implementación de un nuevo nivel de tensión en un sistema de distribución. La finalidad, satisfacer el gran crecimiento de demanda eléctrica para el sector poblacional.

Esta solución se justifica porque el sector eléctrico no abastecerá la demanda, por lo tanto la red del sistema de distribución llegará a su máxima capacidad y la instalación de nuevas redes desde la subestación hace que el terreno de trazado se vea limitado por el espacio insuficiente. El punto de estudio se concentrará para un sector de la ciudad de Guayaquil con base en la subestación Kennedy Norte I.

Con respecto a la parte de rediseño de la red para el proyecto planteado, se complementará todo un estudio detallado de la subestación y entorno. Se planea observar cuan eficiente es cambiar el nivel de voltaje de 13.8kV a 22kV y 13.8kV a 36kV en cuanto a la reducción en pérdidas técnicas que ocurren eventualmente en los alimentadores que proporcionan el servicio eléctrico al sector.

Con esta perspectiva se analizará el beneficio de ahorro en dólares a dichas pérdidas de potencia y energía para la viabilidad en este proyecto. Para el objetivo se considerará dentro del ahorro el precio real de generación 0,17 c\$/kWh sin subsidios por parte del gobierno. La rentabilidad determinará en base al análisis económico en las pérdidas técnicas de la red si es conveniente cambiar el sistema actual de distribución.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	v
DECLARACIÓN EXPRESA.....	vi
RESUMEN	vii
ÍNDICE GENERAL	viii
CAPÍTULO 1	1
1. ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS ENERGÉTICOS.....	1
1.1 Antecedentes	1
1.1.1 Fuentes de energía primaria para la generación de electricidad	2
1.1.2 Energía generada y potencia instalada	4
1.1.3 Energía per cápita	5
1.1.4 Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano.....	7
1.2 Justificación.....	9
1.3 Objetivos	10
1.3.1 Objetivo General	10
1.3.2 Objetivos Específicos.....	11
1.4 Metodología.....	11
CAPÍTULO 2	13
2. NORMAS PARA LA IMPLEMENTACION DE S/E DE DISTRIBUCION A 22kV y 36kV	13
2.1 Introducción	13
2.1.2 Eléctrica de Guayaquil E.P.....	15
2.1.3 Operación de la red de distribución.....	15
2.2 Especificaciones técnicas de las subestaciones	17
2.3 Normas técnicas de materiales y equipos del sistema de distribución. [7].....	19
2.3.1 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 13.8kV.	19

2.3.2 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 22kV.	20
2.3.3 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 36kV.	22
2.4 Distancias mínimas de seguridad.....	24
2.4.1 Transición entre distancia horizontal y vertical:.....	26
2.5 Estructuras [8].....	30
2.5.1 Estructura trifásica semicentrada pasante (ESV-3SP).....	31
2.5.2 Estructura trifásica semicentrada angular (ESV-3SA)	32
2.5.3 Estructura trifásica semicentrada de retención o terminal (EST - 3SR)	33
2.5.4 Estructura trifásica centrada de doble retención o doble terminal (EST - 3CD)....	34
2.5.5 Estructura trifásica en volado pasante (EST - 3VP)	35
2.5.6 Estructura trifásica en volado angular (EST - 3VA)	36
2.6 Descripción de la subestación.....	37
2.6.1 Puntos de entrega de sub transmisión y subestaciones de distribución.....	37
2.6.2 Ubicación geográfica de la subestación en estudio.....	39
2.6.3 Ubicación geográfica de la subestación en estudio.....	44
2.6.4 Subestación eléctrica kennedy norte I.....	44
2.7 Descripción de las instalaciones [9]	46
2.7.1 Bahía de 69 kV.....	46
2.7.2 Equipamiento 69 kV.....	47
2.7.3 Pararrayos	48
2.7.4 Transformador de potencia	49
2.7.5 Metalclad switchgear 13.8 kV.....	49
2.7.6 Malla a tierra.....	52
2.7.7 Características generales del circuito en 13.8 kV	52
2.7.8 Tipos de carga por alimentador	54
2.7.9 Demanda por alimentador y curvas de carga	57
CAPÍTULO 3	63
3. SIMULACIONES REALIZADAS EN ALIMENTADORES	63

3.1 Levantamiento de alimentadores y uso del simulador ETAP	63
3.1.1 Análisis para nivel de tensión de 13.8 kV.....	70
3.1.2 Análisis para nivel de tensión de 22 kV.....	79
3.1.3 Análisis para nivel de tensión de 36 kV.....	88
3.2 Análisis de caída de voltaje en el punto más lejano	98
CAPÍTULO 4	99
4. ANÁLISIS ECÓNOMICO	99
4.1 Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 22kV	99
4.2 Costos de las nuevas instalaciones a 22kV	100
4.3 Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 36kV	101
4.4 Costos de las nuevas instalaciones a 36kV	103
4.5 Cálculos del TIR y VAN.....	104
CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXOS	113

CAPÍTULO 1

1. ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS ENERGÉTICOS

1.1 Antecedentes

El sector eléctrico tiene su producción de energía en la transformación de energía primaria en energía eléctrica.

Por energía primaria entiéndase a las fuentes básicas de energía que se derivan de la explotación de recursos naturales, como la energía térmica que se encuentran en los combustibles fósiles o la energía potencial del agua acumulada en el embalse de una presa, la radiación solar, la energía cinética del viento, la biomasa, etc., los cuales sirven como materia prima para la generación de energía eléctrica, entre otras.

La matriz energética enfatiza un cambio aprovechando las energías renovables, por lo cual ha realizado nueve proyectos como: Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsitanisagua, Manduriacu, Mazar Dudas, Toachi Pilatón, Quijos, Sopladora y Villonaco, aprovechando su fuente de energía para permitir una generación más eficiente.

Una de las principales características de la energía eléctrica es que no se puede almacenar, es decir se debe producir en tiempo real a cada instante la misma cantidad que se consume.

1.1.1 Fuentes de energía primaria para la generación de electricidad

Se entiende por energía primaria a las fuentes de energía en su estado natural, es decir que no han sufrido ningún tipo de transformación física o química mediante la intervención humana. Se las puede obtener de la naturaleza, ya sea: en forma directa como en el caso de la energía hidráulica, solar, la leña y otros combustibles vegetales; o después de un proceso de extracción como el petróleo, carbón mineral, geoenergía, etc. Las fuentes primarias de energía, están subdivididas en dos grupos: a) las fuentes no renovables de energía, como son los combustibles fósiles y la energía nuclear y b) las fuentes renovables de energía como la hidroenergía, la energía eólica, la energía solar, la biomasa, etc. [1]

Las fuentes de energía del mundo pueden ser clasificadas en las que son no renovables y las renovables o energías limpias, siendo estas últimas las que están cobrando mayor relevancia en los últimos años.

Las energías renovables son aquellas que se obtienen a partir de fuentes naturales inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Las fuentes de energía renovable como el sol o el viento no se agotan, es decir, siempre estarán disponibles para la producción de energía a gran escala. Las principales fuentes de energía renovables son:

- Energía Solar
- Energía Eólica
- Energía Hidráulica
- Energía Geotérmica

- Energía Biomasa
- Energía Eólica Marina

Las fuentes de energía no renovables son aquellas que se encuentran por tiempo limitado en la naturaleza. Es decir, que su renovación es muy a largo plazo, ya que no existe sistema de producción o de extracción económicamente viable. Esto quiere decir, efectivamente, que un día recursos como el carbón o el petróleo desaparecerán o, al menos, no podrán volver a usarse con el fin de producir energía a gran escala. Las principales fuentes de energía no renovables son:

- Energía de fuentes fósiles
- Energía nuclear

De lo anterior mencionado, la Figura 1.1 representa el porcentaje promedio existente de los recursos renovables no renovables en el mundo

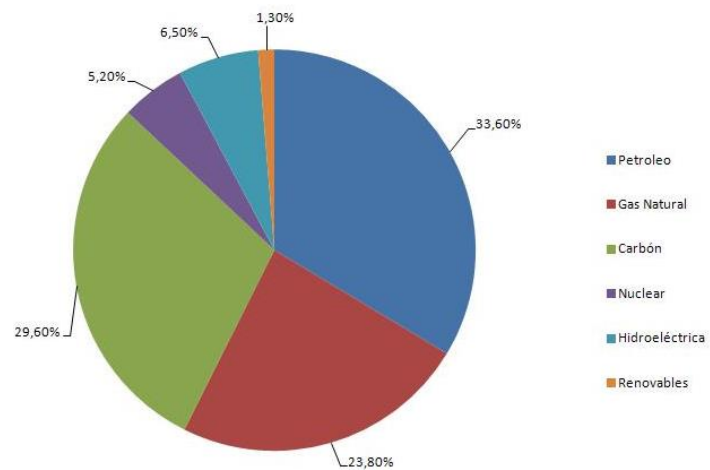


Figura 1.1: Principales fuentes de energía en el mundo [1]

1.1.2 Energía generada y potencia instalada

En la Tabla 1 a nivel de Latino América, América Central y el Caribe se tienen datos desde el año 1990 hasta el 2012 en el cual señalan la evolución de crecimiento de la potencia de generación instalada tal como en la Figura 1.2, energía eléctrica generada como muestra la Figura 1.3 y consumo de electricidad por habitante descrita en la Figura 1.4, con dichos valores se tendrá una estimación de cómo ha crecido el sector eléctrico en estas regiones.

PAIS		1990	1995	2000	2005	2010	2012
Argentina	MW	14.966	18.511	26.357	28.292	32.847	35.023
	GWh	47.074	62.809	81.601	97.473	127.263	135.931
	kWh/hab	1.459	1.882	2.438	2.871	3.367	3.496
Bolivia	MW	525	709	1.268	1.379	1.645	1.654
	GWh	1.901	2.792	3.879	4.896	6.970	7.661
	kWh/hab	284	378	468	521	697	744
Brasil	MW	49.603	55.497	67.713	92.865	112.399	120.973
	GWh	211.328	261.060	324.936	405.100	515.799	552.499
	kWh/hab	1.554	1.886	2.142	2.402	2.821	2.987
Chile	MW	4.426	5.949	10.370	13.006	16.954	18.118
	GWh	18.398	28.027	41.268	52.483	61.608	65.996
	kWh/hab	1.051	1.763	2.748	3.358	3.648	3.781
Colombia	MW	8.312	10.156	12.581	13.348	13.289	14.478
	GWh	33.877	41.908	42.296	50.430	56.925	59.995
	kWh/hab	1.058	1.088	983	1.058	1.209	1.242
Ecuador	MW	1.717	2.465	3.348	3.567	5.143	5.454
	GWh	6.361	8.405	10.612	13.404	19.509	22.846
	kWh/hab	589	734	839	1.147	1.408	1.487
Paraguay	MW	6.178	6.933	8.166	8.116	8.818	8.818
	GWh	27.158	41.607	53.210	51.047	53.956	60.235
	kWh/hab	641	890	1.044	1.212	1.627	1.884
Perú	MW	2.842	3.196	6.070	6.200	8.613	9.699
	GWh	9.558	13.080	19.923	25.510	35.908	41.020
	kWh/hab	444	558	776	937	1.223	1.370
Uruguay	MW	1.909	2.108	2.115	2.030	2.667	2.843
	GWh	7.244	6.252	7.365	7.566	9.887	9.729
	kWh/hab	1.521	1.934	2.386	2.518	2.838	3.027
Venezuela	MW	18.014	18.161	21.233	21.769	24.882	27.523
	GWh	56.196	70.672	89.488	105.230	116.716	127.854
	kWh/hab	2.837	3.226	3.697	3.940	4.002	4.262
América del Sur	MW	108.492	123.685	159.221	191.713	227.257	244.783
	GWh	419.095	536.923	674.578	818.279	1.004.541	1.083.766
	kWh/hab	1.422	1.674	1.946	2.208	2.564	2.706

Tabla 1: Tabla comparativa de países en cuanto a capacidad instalada, energía suplida y costo de electricidad por habitante. [2]

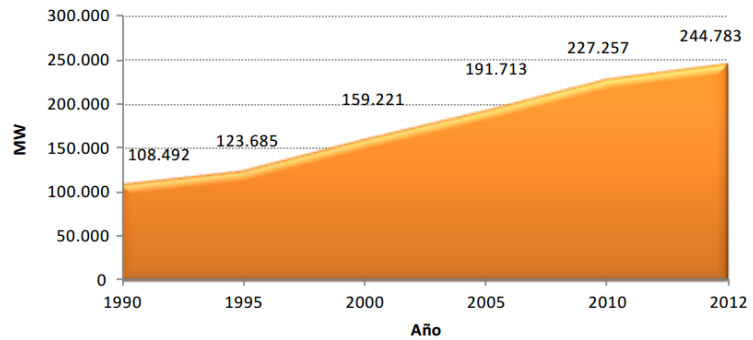


Figura 1.2: Evolución de la potencia de generación instalada

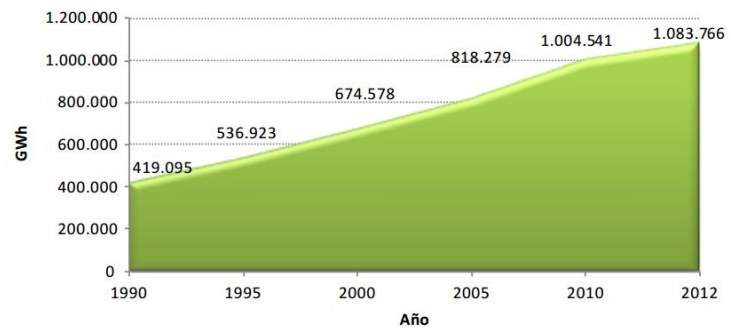


Figura 1.3: Evolución de la energía eléctrica generada

1.1.3 Energía per cápita

El consumo de energía eléctrica per cápita hace mención a la energía que una persona consume habitualmente en un periodo de tiempo determinado.

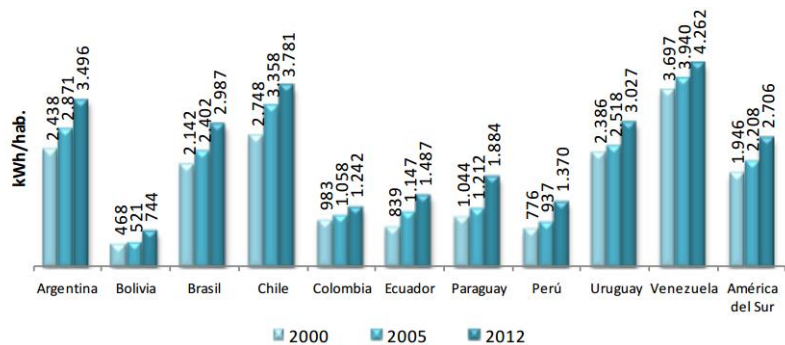


Figura 1.4: Evolución del consumo de electricidad por habitante [2]

Según los valores de la Figura 1.4 se observa que Venezuela es el país con mayor consumo de kWh/habitante con un valor de 4.262, siguiéndole Chile con un 3.781 y Argentina con un 3.496 kWh/habitante que indica que el consumo de energía de un país está relacionado con el nivel de desarrollo.

Ecuador a nivel de Latinoamérica ocupa el sexto lugar en cuanto al consumo de electricidad por habitante.

La Tabla 2 muestra el tipo de generación utilizada de acuerdo al país, Ecuador ocupa el sexto lugar.

PAIS	Unidad	Térmico Vapor Convencional	Turbo Gas y Ciclo Combinado		Diesel y otras fuentes	Nuclear	Hidroeléctrico	Autoprodutores	TOTAL
			Ciclo Abierto	Ciclo Combinado					
Argentina	MW	4.515	3.911	9.975	1556	1.018	10.032	4.015	35.023
	GWh	17.368	6.957	58.248	2.295	6.395	29.651	15.017	135.931
Bolivia	MW	0	660	193	56	0	475	270	1.654
	GWh	0	3.321	1.140	157	0	2.322	721	7.661
Brasil	MW	2.125	10.119		8.470	2.007	79.434	18.818	120.973
	GWh	7.551	36.778		19.224	16.038	394.879	78.029	552.499
Chile	MW		12.144			0	5.974	0	18.118
	GWh		45.774			0	20.222	0	65.996
Colombia	MW	2.028	2.599		18	0	9.185	648	14.478
	GWh	2.344	9.752		55	0	44.924	2.921	59.995
Ecuador	MW		3089			0	2.264	101	5.454
	GWh	2.492	2.337	0	5.483	0	12.238	296	22.846
Paraguay	MW	0	0	0	8	0	8.810	0	8.818
	GWh	0	0	0	1	0	60.234	0	60.235
Perú	MW	431	1.309	2328	818	0	3.381	1.432	9.699
	GWh	819	11.348	3.894	803	0	21.489	2.667	41.020
Uruguay	MW	255	762	0	90	0	1.538	198	2.843
	GWh	1291	2443	0	313	0	5.420	262	9.729
Venezuela	MW	4.246	6.255	1300	1.221	0	14.622	79	27.723
	GWh	14.126	22.204	7.313	2.309	0	81.852	50	127.854
América del Sur	MW		28.833			3.025	135.715	25.561	244.783
	GWh		91.765			22.433	673.231	99.963	1.083.766

Observaciones:

- *Bolivia: autoprodutores incluyen sistemas aislados*
- *Chile: No se dispone de discriminación entre fuentes térmicas. En fuentes térmicas se incluyen autoprodutores.*
- *Colombia: no se incluyen datos de sistemas aislados*
- *Venezuela: En otras fuentes se incluye sistemas aislados e híbridos.*

Tabla 2: Generación en países de acuerdo al tipo de energía usada. [2]

1.1.4 Infraestructura del sector eléctrico ecuatoriano.

En este fragmento se presenta un análisis comparativo multianual de las potencias nominal o instalada y efectiva de

las centrales de generación de energía eléctrica del país, como señala la Tabla 3.

Además, se las clasifica por el tipo de energía renovable y no renovable.

Año	Tipo de Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2005	Autogeneradora	366,10	314,38
	Distribuidora	602,62	491,06
	Generadora	2.751,19	2.670,57
Total		3.719,91	3.476,57
2006	Autogeneradora	524,04	451,09
	Distribuidora	588,59	487,48
	Generadora	2.953,53	2.825,89
Total		4.066,16	3.764,46
2007	Autogeneradora	712,55	568,87
	Distribuidora	585,26	488,96
	Generadora	3.180,58	3.083,65
Total		4.478,40	4.141,50
2008	Autogeneradora	776,36	616,79
	Distribuidora	587,71	494,76
	Generadora	3.180,58	3.083,65
Total		4.543,81	4.180,21
2009	Autogeneradora	814,37	645,63
	Distribuidora	595,95	494,89
	Generadora	3.302,84	3.255,20
Total		4.713,17	4.395,73
2010	Autogeneradora	911,87	711,56
	Distribuidora	501,03	452,48
	Generadora	3.724,78	3.593,35
Total		5.137,68	4.757,39
2011	Autogeneradora	918,28	712,35
	Distribuidora	503,54	455,18
	Generadora	3.759,41	3.628,15
Total		5.181,24	4.795,69
2012	Autogeneradora	947,79	739,58
	Distribuidora	473,04	430,51

Año	Tipo de Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
	Generadora	4.033,57	3.892,85
	Total	5.454,40	4.795,69
2013	Autogeneradora	1.003,06	794,37
	Distribuidora	475,22	432,28
	Generadora	4.017,94	3.876,77
	Total	5.496,23	5.103,42
2014	Autogeneradora	1.084,90	865,35
	Distribuidora	464,25	420,55
	Generadora	4.195,81	4.004,20
	Total	5.744,96	5.290,11

Tabla 3: Potencia nominal y efectiva por tipo de empresa.

En el 2014 la potencia nominal se ha incrementado en un 54.44% y la potencia efectiva en un 52,19% con respecto al año 2005.

1.2 Justificación

El consumo energético en el país anualmente crece de forma considerable a medida que crece la población, según los datos del INEC el consumo de energía eléctrica por habitante en el Ecuador ha tenido aproximadamente un incremento anual de alrededor del 5.6%; Por lo que ha sido necesario modificar la matriz energética, para que el sistema energético abastezca la demanda per cápita actual.

El consumo de energía aumenta con la población, en forma directamente proporcional, no obstante la demanda o consumo de energía depende mucho del tipo de abonado al cual se dé el servicio, para el presente proyecto el enfoque será a los abonados residenciales de una alimentadora específica.

Cabe destacar que el abonado residencial en el Ecuador por el “Programa de Eficiencia Energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad”, donde se pretende suspender el uso de cocina a gas, generara un aumento drástico en la demanda energética a nivel residencial ocasionando demandas bruscas de energía en determinados horarios por este tipo de abonados ocasionando sobrecarga del sistema eléctrico actual.

Para esto se ofrece como una opción el desarrollo de la energía fotovoltaica a nivel de las redes de distribución siendo ésta una alternativa limpia de generación y ayuda al medio ambiente para atender esta demanda agregada de energía.

Otro punto a tomar en cuenta es el factor ambiental ya que la implementación de plantas fotovoltaicas nos permite generar energía limpia reduciendo el efecto invernadero y aprovechando de manera más óptima los recursos renovables disponibles y generar ahorros por conceptos de reducción de pérdidas y transmisión de energía a los puntos de carga.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Diseñar un sistema de distribución a un nivel de voltaje de 22kV y 36kV para un sector de la ciudad de Guayaquil, subestación Kennedy Norte I.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar las condiciones técnicas actuales del sistema de distribución, S/E Kennedy Norte I.
- Comparar el sistema actual 13.8kV de distribución de la S/E Kennedy Norte I con un nuevo sistema a 22kV y 36kV para análisis de beneficios.
- Justificar el uso de un nuevo nivel de voltaje en la ciudad de Guayaquil.
- Calcular rubros unitarios de costos en equipamiento del nuevo sistema de distribución a 22kV y 36kV para la S/E Kennedy Norte I.

1.4 Metodología

La implementación de un nuevo nivel de voltaje a 22kV y 36kV consiste en primera instancia analizar el sistema de distribución 69/13.8kV en la subestación Kennedy Norte I. El estudio determinará el comportamiento actual del sistema en cuanto a las pérdidas de potencia que se presentan en los alimentadores de la subestación, así como la caída de voltaje en el punto más lejano a la subestación.

El objetivo comenzará por un levantamiento eléctrico de las características de la subestación en base a, potencia instalada, nivel de voltaje, número de alimentadores, longitud de alimentadores, capacidad instalada en los alimentadores y tipos de consumidores conectados a la red.

Para los alimentadores: José Castillo, Plaza del Sol y Urdenor se diseñarán diagramas unifilares hasta con veinte cargas conectadas al circuito principal (troncal) con reducción en las derivaciones monofásicas y bifásicas que posee el alimentador a lo largo de su recorrido. Posteriormente, en el simulador Etap 12.6 se realizará un

flujo de potencia por alimentador al 25%, 50% y 75% de la carga total instalada con niveles de voltaje a 13.8kV, 22kV y 36kV.

Luego, en los reportes obtenidos se compararán ahorros en pérdidas de potencia (MW) y energía (MWh/año) al cambiar el nivel actual de voltaje 13.8kV a 22kV y 13.8kV a 36kV para los alimentadores de la subestación Kennedy Norte I. Además, se comparará si la regulación de voltaje mejora o no si se cambia el antiguo nivel de tensión por los establecidos anteriormente.

Finalmente se calculará el ahorro en dólares por pérdidas técnicas en los alimentadores siendo estos los ingresos por año hasta recuperar la inversión inicial, también se determinará si la rentabilidad por el nuevo cambio en el sistema de distribución es favorable para 30 años en promedio de vida útil de un alimentador.

CAPÍTULO 2

2. NORMAS PARA LA IMPLEMENTACION DE S/E DE DISTRIBUCION A 22kV y 36kV

2.1 Introducción

El Sistema Nacional Interconectado se encuentra dividido en tres grupos: generación, transmisión y distribución.

El sector eléctrico ecuatoriano está compuesto de la siguiente manera:

12 Generadoras: 8 Unidades de Negocios de CELEC EP.

1 Unidad de Negocios encargada de la transmisión CELEC EP.

20 distribuidoras: 9 Empresas Eléctricas S.A., y 11 unidades de negocios CNEL.

Las centrales generadoras producen energía con ayuda de máquinas motrices e instrumentos transformadores de energía eléctrica. Estas centrales reciben su nombre dependiendo de la materia prima utilizada para la generación de energía eléctrica, por ejemplo, existen centrales hidroeléctricas, a base de agua, centrales térmicas, con elemento principal carbón, centrales nucleares, eólicas, entre otras.

El sistema de transmisión eléctrico ecuatoriano tiene la función de recibir y entregar la energía generada, de esa manera queda completo el Sistema Nacional Interconectado.

Este sistema cuenta con:

14 subestaciones 230/138/69 kV.

21 subestaciones 138/69 kV

6.937 MVA de transformación en operación y 950 MVA en reserva.

1.967 km de líneas de transmisión de 230 kV.

1.769 km de líneas de transmisión de 138 kV (115 km a 69 kV).

Las distribuidoras cumplen con su función de proveer energía eléctrica a los consumidores finales, por medio de dispositivos eléctricos que constituyen su red.

En enero del 2009, se realiza una asociación con diez regionales para formar la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), adjuntando las once empresas de distribución tenemos lo siguiente:

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Empresa Eléctrica Azogues C.A.

Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A.

Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

Empresa Eléctrica Quito S.A.

Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Empresa Eléctrica Regional de Sur S.A.

Unidad Eléctrica de Guayaquil. (Decreto Ejecutivo No. 1786, 18/07/2009)

Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A.

Conformada por diez unidades de negocios:

Bolívar

El Oro

Esmeraldas

Guayas-Los Ríos

Los Ríos

Manabí

Milagro

Santa Elena

Santo Domingo

Sucumbíos [3]

2.1.2 Eléctrica de Guayaquil E.P.

En el año de 1896 se instituía la principal empresa de alumbrado público en el país dirigida por los administradores Alvarado y Bejarano, la empresa estadounidense Electric Bond & Share Co., conocida por tener a su cargo la distribución de energía eléctrica de varios países de América Latina, realiza la adquisición de dicha empresa.

Electric Bond & Share, tenía un amplio mercado, no solo dedicándose al sector eléctrico, razón por la cual decide crear un nuevo consorcio llamado EMELEC, Empresa Eléctrica del Ecuador en los Estados Unidos de América.

La Empresa Eléctrica del Ecuador obtiene un convenio de distribuir y comercializar la energía eléctrica por 60 años con el municipio de Guayaquil, una vez caducado ese período de tiempo la administración la tendría el estado ecuatoriano. [4]

2.1.3 Operación de la red de distribución

Con la finalidad de mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad de la red de distribución se ha adquirido un sistema de supervisión, control y adquisición de información de los imprevistos que se dan en la red eléctrica, con el afán de optimizar la suspensión del servicio eléctrico, para el ámbito técnico se ha realizado la implementación de SCADA/OMS-MWM/DMS (Supervisory Control and Data Acquisition/ Outage Management System- Mobile Workforce Management/Distribution Management System).

Las empresas de distribución están equipadas con un sistema de información geográfico (GIS), con una actualización del 92%, el cual es una de los porcentajes más altos en el mundo. El área eléctrica tiene un plan estratégico de realizar un patrón de las soluciones de software y fortalecer los elementos básicos de la configuración de hardware. En la actualidad se están fusionando dos centros de datos nacionales, uno en Quito y el otro en Guayaquil, para integrarlos en un sistema de geo-redundancia, los centros son dependientes, es decir se asisten mutuamente, como se detalla en la Figura 2.1 a continuación:



Figura 2.1: Ubicación de los centros de datos en las ciudades de Quito y Guayaquil.

Esto muestra el respaldo del desempeño del esquema de interoperabilidad, la cual se realiza la instalación del dispositivo ESB, Enterprise Service Bus, el que permite el acceso a las tareas necesarias para que se intercambie información entre sistemas. [5]

2.2 Especificaciones técnicas de las subestaciones

Las subestaciones eléctricas de distribución de nuestro país se manejan a normas dispuestas por el sector eléctrico ecuatoriano para su diseño, construcción e implementación.

GLOSARIO DE TÉRMINOS. [6]

Subestación Eléctrica. - Es un conjunto de elementos, equipos e instalaciones que intervienen en el proceso de transformación de energía eléctrica, de tal manera que permiten el suministro de energía a las empresas de distribución o la evacuación de la energía producida por las centrales de generación. Estas pueden ser de elevación, cuando mediante un transformador de potencia se incrementa el nivel de voltaje, por ejemplo, de 13.8 kV a 69 kV o subestación de reducción cuando el nivel de voltaje disminuye como por ejemplo de 230 kV a 138 kV.

Bahías. - Una bahía es un elemento de una subestación, conformada por equipos de maniobra: (interruptores, seccionadores) y equipos de protección, control, y medición.

Barra. - Una barra es un elemento de una subestación, en la que se recibe o desde la cual se distribuye la energía eléctrica; pueden ser de varios niveles de voltaje: 230 kV, 138 kV, 69 kV, 46 kV o 34.5 kV.

Capacitor. - Es un dispositivo eléctrico que sirve para almacenar electricidad o energía eléctrica en un punto determinado de un sistema eléctrico, a fin de modificar los perfiles de voltaje en dicho punto.

Banco de Capacitores. - Es un conjunto de dos o más capacitores interconectados entre sí, cuya función es mejorar la calidad de la energía eléctrica, incrementando los perfiles de voltaje en su punto de conexión.

Equipo de interrupción. - Dispositivos (interruptores, seccionadores, etc.) que sirven para cerrar o abrir los elementos del

Sistema Nacional de Transmisión como líneas de transmisión, transformadores de potencia, etc.

Sistema de control. - Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten controlar el comportamiento de un sistema con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, y minimizar la probabilidad de ocurrencia de fallas.

Sistema de protecciones. - Conjunto de dispositivos que permiten la detección de situaciones anómalas en el sistema eléctrico y que permiten la eliminación de fallas, evitando daños en las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión.

Sistema de supervisión. - Está constituido por un conjunto de dispositivos, que permiten supervisar o monitorear el comportamiento de un sistema, con el fin de garantizar su funcionamiento dentro de valores preestablecidos.

Tableros. - Se encuentran ubicados en las subestaciones, son equipos eléctricos que concentran dispositivos de protección, control y medición. Los tableros permiten realizar acciones de maniobras de interruptores (apertura / cierre) de transformadores de potencia, líneas de transmisión, etc.

Transformadores. - Son equipos que permiten modificar las características de voltaje y corriente en un punto del sistema, a fin de adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica, para reducir o incrementar los niveles de voltaje. Su capacidad depende de los requerimientos de demanda o generación del sistema. (Ejemplo: transformador de elevación de 13.8/138 kV de 125 MVA de capacidad o transformador de reducción de 138/69 kV de 150 MVA de capacidad).

Banco de transformadores. - Es un conjunto de dos o tres transformadores monofásicos

2.3 Normas técnicas de materiales y equipos del sistema de distribución. [7]

El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, MEER, se encarga que las subestaciones de distribución cumplan con un régimen normativo para poder realizar su diseño y construcción.

Se presentaran normas de diseño, construcción e implementación a tres tipos de niveles 13.8kV, 22kV y 36kV.

2.3.1 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 13.8kV.

Aisladores

Para el montaje de un aislador depende de su tamaño o del número y tamaño de los aisladores para las cadenas de suspensión, ya sean estos de porcelana o de material sintético.

De acuerdo a la norma ANSI se utiliza para 13.8kV lo que se indican a continuación:

Voltaje Nominal	Aislador espiga (PIN)	Aisladores de suspensión polimérico	Aisladores de suspensión tipo disco	
			52-1 (6")	52-4 (10")
13.8 Kv	55-5	DS-15	2 cada uno	

Tabla 4: Norma ANSI para aisladores a 13.8 kV.

La Tabla 4 indica que para el nivel de voltaje nominal indicado en condiciones normales se utilizará un aislador espiga pin, utilizando la norma ANSI 55-5 y dos aisladores de suspensión tipo disco aplicando la norma ANSI 52-1 o un aislador de suspensión polimérico como lo indica la norma ANSI DS-15.

Postes

Son elaborados con hormigón con una sección circular o rectangular, con respecto al poste de sección circular tendrá perforaciones para que a través de él traspasen los pernos pasantes para así sostener sus elementos y tendrán una longitud de 10 a 12 metros, para instalaciones de media tensión.

Crucetas

Componente cuyo propósito es sujetar los conductores y redes eléctricas, hecho de acero estructural de baja aleación laminada en caliente y plástico reforzado con fibra de vidrio. Para el nivel de voltaje de 13.8kV se emplea crucetas de acero galvanizado, universal, perfil "L" (75 x 75 x 6 mm) de 2.40 metros de longitud, aplicando su respectiva norma.

Conductores

El calibre del conductor de lo obtiene dependiendo que tipo de carga se utilice.

Las secciones estándar son 336.4 MCM, 4/0, 2/0, 4 y 2 AWG (American Wide Gauge) ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced).

Otro tipo de conductor comúnmente utilizado para el neutro son 4/0, 3/0, 1/0 y 2 AWG ASC (Aluminum Strand Conductor).

2.3.2 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 22kV.

Las normas para la construcción de una subestación a un nivel de voltaje de 22 kV se fundamentan en la Homologación de las Unidades de Construcción (UC) promovida por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

Aisladores

Para el montaje de un aislador depende de su tamaño o del número y tamaño de los aisladores para las cadenas de suspensión, ya sean estos de porcelana o de material sintético.

De acuerdo a la norma ANSI se utiliza para 22 kV lo que se indican a continuación:

Voltaje Nominal	Aislador espiga (PIN)	Aisladores de suspensión polimérico	Aisladores de suspensión tipo disco	
			52-1 (6")	52-4 (10")
22 Kv	56-1	DS-28	3 cada uno	2 cada uno

Tabla 5: Norma Ansi para aisladores a un nivel de 22 kV.

La Tabla 5 muestra que para el nivel de voltaje nominal indicado en condiciones normales se utilizará un aislador espiga pin, utilizando la norma ANSI 56-1 y tres aisladores de suspensión tipo disco aplicando la norma ANSI 52-1 o un aislador de suspensión polimérico como lo indica la norma ANSI DS-28.

Postes

Son elaborados con hormigón con una sección circular o rectangular, con respecto al poste de sección circular tendrá perforaciones para que a través de él traspasen los pernos pasantes para así sostener sus elementos y tendrán una longitud de 10 a 12 metros para instalaciones de media tensión.

Crucetas

Componente cuyo propósito es sujetar los conductores y redes eléctricas, hecho de acero estructural de baja aleación laminada en caliente y plástico reforzado con fibra de vidrio. Para el nivel de voltaje de 13.8kV se emplea crucetas de acero galvanizado, universal, perfil "L" (75 x 75 x 6 mm) de 2.40 metros de longitud, aplicando su respectiva norma.

Conductores

El calibre del conductor de lo obtiene dependiendo que tipo de carga se utilice.

Las secciones estándar son 336.4 MCM, 4/0, 2/0, 4 y 2 AWG (American Wire Gauge) ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced).

Otro tipo de conductor comúnmente utilizado para el neutro son 4/0, 3/0, 1/0 y 2 AWG ASC (Aluminum Strand Conductor).

2.3.3 Normativa de diseño, construcción e implementación para un nivel de voltaje de 36kV.

Para realizar el reglamento de construcción de una subestación a 36 kV, nos regimos de la norma técnica Boliviana NT CRE 004 de la Cooperativa Rural de Electrificación, debido a que no existe norma local.

Aisladores

Para el montaje de un aislador depende de su tamaño o del número y tamaño de los aisladores para las cadenas de suspensión, ya sean estos de porcelana o de material sintético.

De acuerdo a la norma ANSI se utiliza para 36 kV lo que se indican a continuación:

Voltaje Nominal	Aislador espiga (PIN)	Aisladores de suspensión polimérico	Aisladores de suspensión tipo disco	
			52-1 (6")	52-4 (10")
36 kV	56-3	DS-35	4 cada uno	3 cada uno

Tabla 6: Norma Ansi para aisladores a un nivel de 36 kV.

La Tabla 6 indica que para el nivel de voltaje nominal indicado en condiciones normales se utilizará un aislador espiga pin, utilizando la norma ANSI 56-3 y cuatro aisladores de suspensión tipo disco aplicando la norma ANSI 52-1 o un aislador de suspensión polimérico como lo indica la norma ANSI DS-35.

Postes

Son elaborados con hormigón con una sección circular o rectangular, con respecto al poste de sección circular tendrá perforaciones para que a través de él traspasen los pernos pasantes para así sostener sus elementos y tendrán una longitud de 10 a 12 metros para instalaciones de media tensión.

Crucetas

Componente cuyo propósito es sujetas los conductores y redes eléctricas, hecho de acero estructural de baja aleación laminada en caliente y plástico reforzado con fibra de vidrio. Para el nivel de voltaje de 13.8kV su emplea crucetas de acero galvanizado, universal, perfil "L" (75 x 75 x 6 mm) de 2.40 metros de longitud, aplicando su respectiva norma.

Conductores

El calibre del conductor de lo obtiene dependiendo que tipo de carga se utilice.

Las secciones estándar son 336.4 MCM, 4/0, 2/0, 4 y 2 AWG (American Wide Gauge) ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced).

Otro tipo de conductor comúnmente utilizado para el neutro son 4/0, 3/0, 1/0 y 2 AWG ASC (Aluminum Strand Conductor).

2.4 Distancias mínimas de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad serán empleadas como lo indica la regulación no. CONELEC 002/10, especificaremos para los niveles de voltajes aplicados en nuestra tesis que son de 13.8kV, 22kV y 36kV.

Las distancias se aplican bajo las siguientes condiciones:

Tensiones entre superiores a 22 kV hasta 470 kV, la distancia de los conductores especificada en la Tabla 7 deberá incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso de 22 kV; es decir:

$$D=D_{\text{tabla}}+[0.01 \times (V-22)] \quad (2.1)$$

Tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse (3%) por cada 300 m de altura, a partir de los 1 000 m sobre el nivel del mar; es decir:

$$D=D_{\text{tabla}}+[0.01 \times (V-22)] \times 1.0n \quad (2.2)$$

Con $n=3$ para 1300, $n=6$ para 1600...

En los circuitos de corriente continua se deben aplicar las mismas distancias establecidas para los circuitos de corriente alterna, tomando como referencia los voltajes nominales máximos entre la fase y el neutro.

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD Hr		Conductores	Partes Rígidas
		750 V-22 kV.	Energizadas No protegidas de 750V-22kV,
		metros	metros
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	2.3 (A, B)	2.0 (A)
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	3.8	3.6
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	4.1	4.0
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados.	5.6	5.5
Anuncios, chimeneas	Horizontal	2.3 (A,C)	2.0 (A)
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	4.1	4.0
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	2.3	2.45

Tabla 7: Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones.

2.4.1 Transición entre distancia horizontal y vertical:

La distancia de seguridad horizontal (H) predomina, sobre el nivel del techo o el punto superior de una instalación al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical (V). De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical, como se ilustra en la Figura 2.2

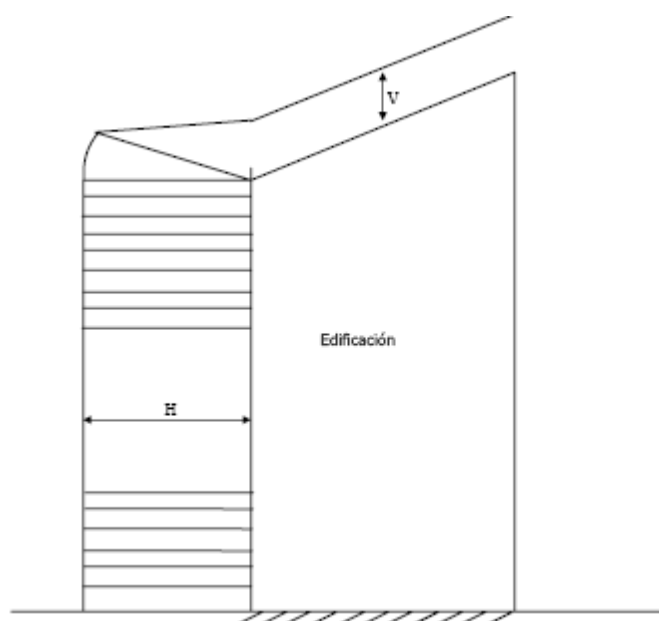


Figura 2.2: Transición entre distancia Horizontal H y Vertical V

Las distancias en reposo (h_r) son sin viento, cuando los conductores son desplazados de su posición, por una presión de viento de 29 kg/m^2 , se podrán reducir a los valores mínimos especificados en la Tabla 8.

Para las condiciones de voltajes mayores a 22 kV, la altura será los que se especifican en la Tabla 8.

Conductor o Cable	Distancia de seguridad horizontal Hw, en el caso de desplazamiento de viento
Conductores (750 V a 22 kV)	1.4 m

Tabla 8: Distancias mínimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones, bajo viento.

Los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores como lo muestra la Tabla 9:

	Con viento	Sin viento
Distancia Horizontal	22 kV	Hasta 50 kV
	1.4 m	1.5 m
Distancia Vertical	0 – 22 kV	22- 50 kV
	1.4 m	1.7 m

Tabla 9: Distancias de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte.

La distancia horizontal sin viento para cables cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.9 m.

La distancia vertical para cable cubiertos o aislados de hasta 300 V la distancia se reduce a 0.6 m.

Cuando se tenga el caso que, conductores de suministro estén permanentemente fijos a un edificio u otra instalación, tales conductores deben tener los siguientes requisitos:

Los conductores de acometida entre 0 a 750 V, deben estar cubiertos o aislados y sobre los 750 V aislados; este requisito no es aplicable a conductores neutros.

Conductores de más de 300 V (fase – neutro), deberán estar protegidos, cubiertos aislados o inaccesibles.

Cables y conductores adjuntos y que corren a los largo de la instalación tendrán una distancia de seguridad desde la superficie de la instalación no menor a 0.75 m.

Los conductores de acometida deben tener una distancia de seguridad no menor a:

Separación vertical de 3 m desde el punto más alto de techos, balcones, sobre el cual pasa. Se exceptúa de esta distancia, en caso se cumpla una de las siguientes condiciones:

Condición 1:

- a) Conductores cubiertos de hasta 300 V que dispone de un aislamiento menor al voltaje de operación.
- b) conductores aislados menores a 750 V.
- c) conductores no accesibles a techos balcones, en este caso la distancia mínima será de 0.9 m.

Condición 2:

Cuando el techo o el balcón no es fácilmente accesible y la acometida cumple las siguientes condiciones: Pasa por el techo de la vivienda para terminar en un accesorio de la acometida el cual no debe estar a más de 1.20, medidos horizontalmente, de la orilla más cercana de techo; se debe

mantener una distancia mínima de 0.45 m desde el punto más bajo de la acometida al techo y a 1.80 m medidos horizontalmente desde el accesorio de la acometida en dirección del cable de la acometida debe haber una distancia vertical mínima de la acometida de 0.90 m medidos del cable de la acometida hacia el techo.

Separación de 0.9 m en cualquier dirección de ventanas, puertas, pórticos, salidas de incendios, Se exceptúa en cables aislados no mayores a 5 kV (fase-fase) o 2.9 kV (fase-neutro), o ventanas diseñadas para no ser abiertas.

Con respecto a las distancias de seguridad en obras de infraestructura, estas se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas y deben ser como mínimo las indicadas en la Tabla 10.

Naturaleza de la Superficie bajo los conductores	Conductores de 750 V a 22 kV
Vías férreas	8.1 m
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	5.6 m
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	4.4 m
Aguas donde no está permitida la navegación	5.2 m
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:	
Hasta 8 Km ²	6.2 m
Mayor a 8 hasta 80 Km ²	8.7 m
Mayor de 80 hasta 800 Km ²	10.5 m
Arriba de 800 Km ²	12.3 m

Tabla 10: Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua.

Las distancias se aplican bajo las siguientes condiciones:

La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de hasta 50°C, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50° C.

Para tensiones superiores a 22 kV, la altura básica de los conductores especificada en la Tabla No. 4 deberá incrementarse 0.01m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación.

$$D=D_{\text{tabla}}+ [0.01 \times (V-22)] \quad (2.3)$$

Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse tres por ciento (3%) por cada 300 m de altura de exceso de 1,000 m sobre el nivel del mar.

$$D=D_{\text{tabla}}+ [0.01 \times (V-22)] \times 1.0n \quad (2.4)$$

Con $n=3$ para 1300, $n=6$ para 1600 m.

2.5 Estructuras [8]

En el año 2009 el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable junto con las empresas de distribución eléctrica realizaron un convenio para unificar la identificación de materiales y equipos usados en las redes de distribución.

En la Figura 2.3 la estructura del identificador nemotécnico esta segregado de la siguiente manera: los dos primeros caracteres están constituidos por la unidad de la propiedad; el primer campo es

el grupo al que define la unidad de propiedad, el segundo identifica el nivel de voltaje; los tres caracteres restantes están establecidos por la unidad de construcción, el tercer campo son el número de fases o vías o fases o hilos, el cuarto campo es el tipo de elemento y el quinto es la función o especificación del dispositivo.

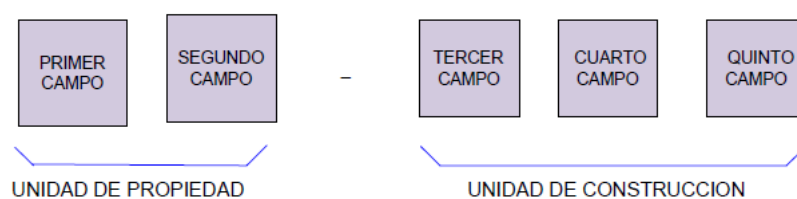


Figura 2.3: Estructura del identificador nemotécnico.

2.5.1 Estructura trifásica semicentrada pasante (ESV-3SP)

En la Figura 2.4 y Figura 2.5 la funcionalidad en este tipo de estructura consiste en sostener los cables de una estructura trifásica a otra.

Sus especificaciones se detallarán en la sección de anexos.

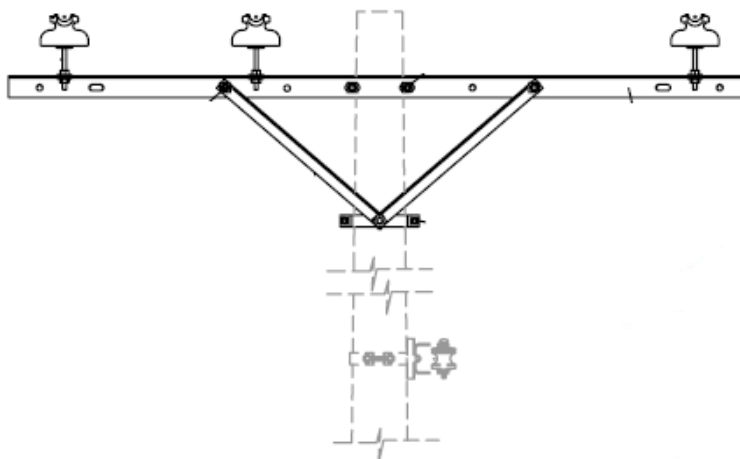


Figura 2.4: Vista frontal de la estructura trifásica semicentrada pasante.

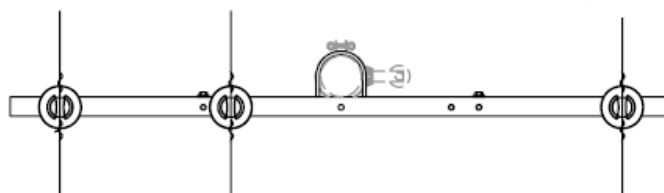


Figura 2.5: Vista superior de la estructura trifásica semicentrada pasante.

2.5.2 Estructura trifásica semicentrada angular (ESV-3SA)

La Figura 2.6 y Figura 2.7 son utilizadas cuando el arqueo de la trayectoria de la línea tiene un ángulo mayor a 30° .

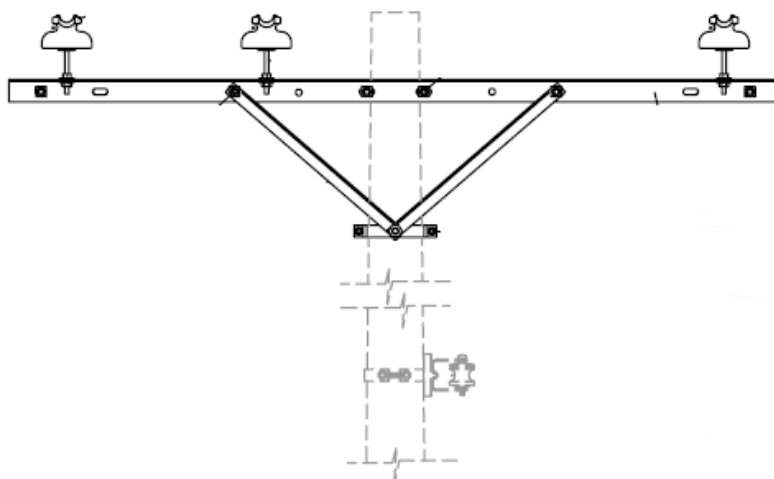


Figura 2.6: Vista frontal de la estructura trifásica semicentrada angular.

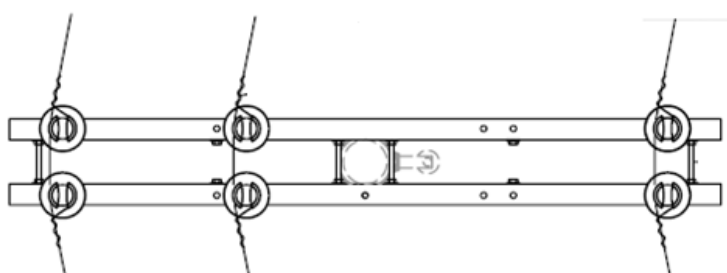


Figura 2.7: Vista superior de la estructura trifásica angular.

2.5.3 Estructura trifásica semicentrada de retención o terminal (EST - 3SR)

El tipo de configuración que muestra la Figura 2.8 y Figura 2.9 se utiliza cuando el recorrido de la línea de transmisión llega a su final.

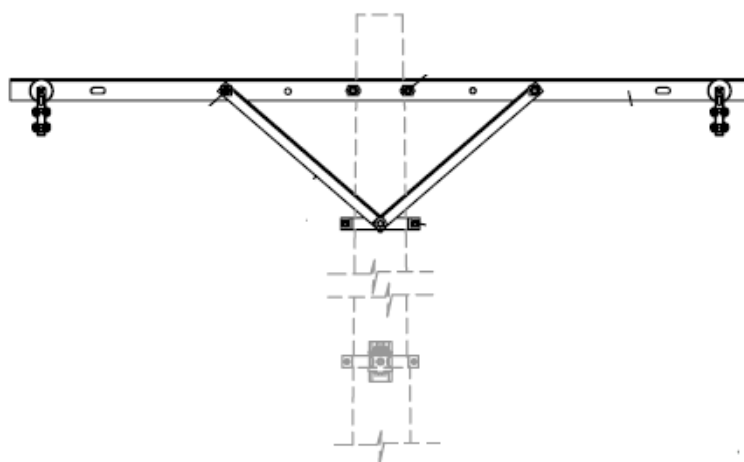


Figura 2.8: Vista frontal de la estructura trifásica semicentrada de retención.

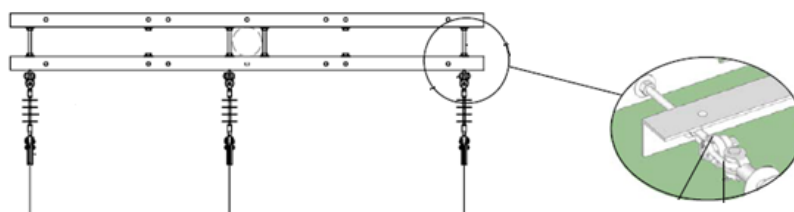


Figura 2.9: Vista superior de la estructura trifásica semicentrada de retención.

2.5.4 Estructura trifásica centrada de doble retención o doble terminal (EST - 3CD)

La estructura de la Figura 2.10y Figura 2.11 se emplea cuando se necesita seccionar un tramo de la línea.

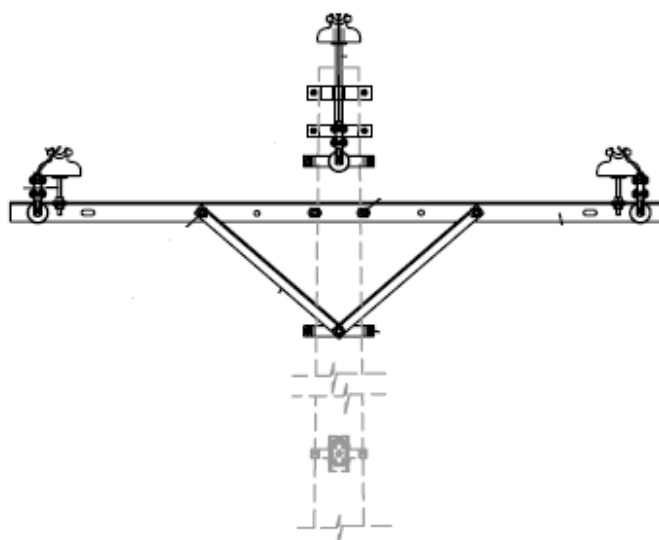


Figura 2.10: Vista frontal de la estructura trifásica centrada de doble retención.

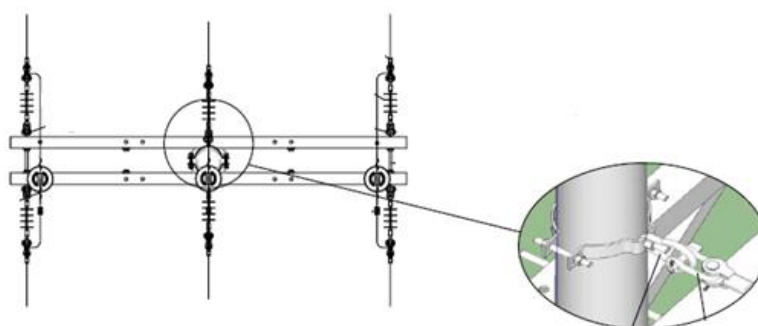


Figura 2.11: Vista superior de la estructura trifásica centrada de doble retención.

2.5.5 Estructura trifásica en volado pasante (EST - 3VP)

Aleja el circuito trifásico de edificaciones que están cercanas a la línea y llevar el cable de una estructura pasante a otra, como indica la Figura 2.13 y Figura 2.14

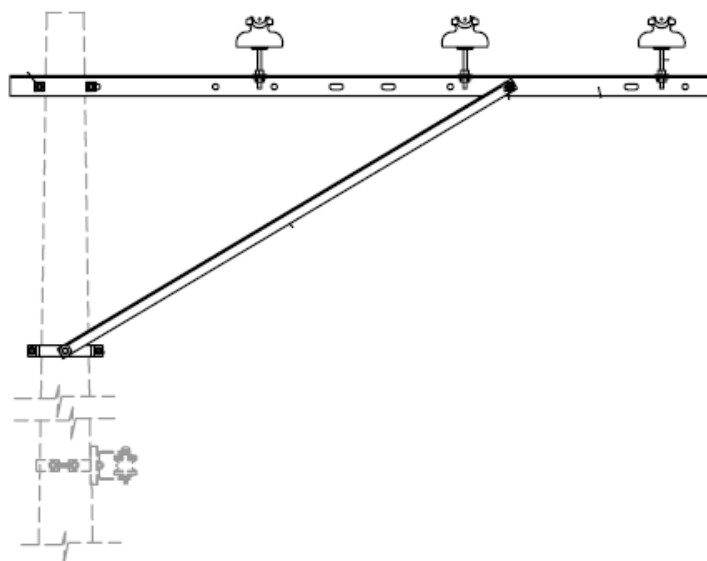


Figura 2.12: Vista frontal de la estructura trifásica en volado pasante.

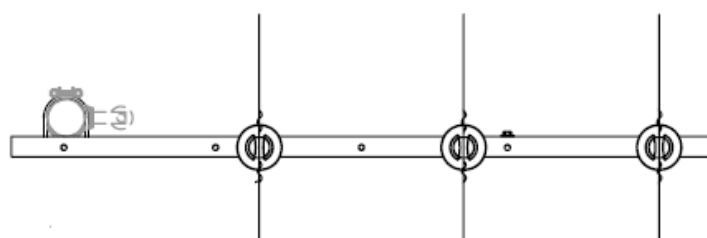


Figura 2.13: Vista superior de la estructura trifásica en volado pasante.

2.5.6 Estructura trifásica en volado angular (EST - 3VA)

Con una desviación angular máxima de 30° en la dirección en la trayectoria de la línea se instalarán este tipo de estructura, tal como se describe en la Figura 2.14 y Figura 2.15.

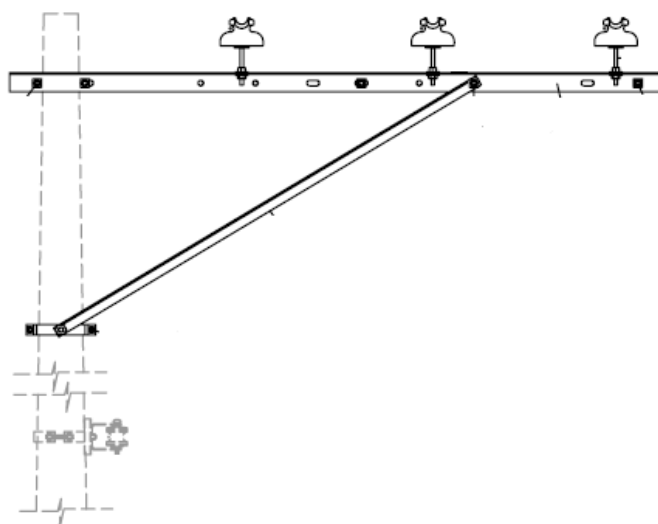


Figura 2.14: Vista frontal de la estructura trifásica en volado angular.

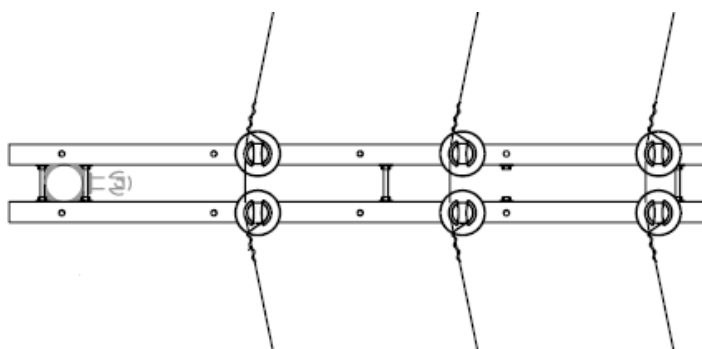


Figura 2.15: Vista superior de la estructura trifásica en volado angular.

2.6 Descripción de la subestación

El diseño de sistemas de distribución a 22 kV y 36 kV se llevará a cabo en la subestación eléctrica Kennedy Norte I perteneciente a CNEL-Unidad de Negocio Guayaquil. La subestación brinda servicio eléctrico a la zona residencial Kennedy y sectores comerciales aledaños.

2.6.1 Puntos de entrega de sub transmisión y subestaciones de distribución

La ciudad de Guayaquil con CNEL- Unidad de Negocio Guayaquil posee los siguientes puntos de entrega con sus respectivas líneas de sub transmisión a 69 kV mencionadas en la Tabla 11.

La Corporación Nacional de electricidad considera la subestación Kennedy Norte I como una subestación de distribución.

PUNTOS DE ENTREGA	SUBTRANSMISION 69 [kV]
1. SALITRAL	1. Chambers
	2. Portete
	3. Sur
	4. Garay
	5. Norte
	6. Ceibos
	7. Prosperina
	8. Cemento
	9. S. Eduardo
	10. C. Azul
2. POLICENTRO	11. Orellana
	12. Piedrahita
	13. Tres Cerritos
	14. Cristavid
3. TRINITARIA	15. Guasmo
	16. P. Canales
	17. Pradera
	18. La Universal
4. HOLCIM	19. Holcim
5. PASCUALES	20. Vergeles
	21. Cervecería
6. NUEVA PROSPERINA	22. Nueva Prosperina 2
	23. Nueva Prosperina 3

Tabla 11: Puntos de entrega y líneas de subtransmisión dentro de la ciudad de Guayaquil.

Dentro de la ciudad de Guayaquil funcionan 33 subestaciones de distribución con 155 alimentadores que permiten suplir de energía a los sectores residencial, comercial e industrial. Los transformadores de distribución instalados en los alimentadores primarios tienen una relación de transformación 13800 V/120-240 V, este es el nivel de voltaje que llega a los abonados residenciales.

A continuación, en la Tabla 12, se enuncian las subestaciones de distribución con sus alimentadoras.

2.6.2 Ubicación geográfica de la subestación en estudio

SUBESTACIONES 13.8 [kV]	ALIMENTADORAS
1. PORTUARIA	1. Cartonera 2. 25 de Julio 3. Abdón Calderón 4. Portuaria 4
2. GUASMO	5. Acerías 6. Unión de Bananeros 7. Cuba 8. Guasmo Sur 9. Floresta 10. Guasmo Centro 11. Las Tejas
3. ISLA TRINITARIA	12. Trinitaria Sur 13. Trinitaria Norte 14. Trinitaria 4
4. PADRE CANALES	15. Suburbio 2 16. Suburbio 5 17. Suburbio 1 18. Suburbio 4 19. Suburbio 6 20. Suburbio 3
5. PRADERA	21. Mall del Sur 22. Del Maestro 23. Coven 24. Valdivia 25. Los Esteros 26. Fertisa 27. Reserva
6. EL UNIVERSO	28. El Universo 29. Domingo Comín 30. La Saiba 31. Fadesa

SUBESTACIONES 13.8 [kV]	ALIMENTADORAS
7. ESMERALDAS	32. Trujillo 33. Tulcán 34. Av. Del Ejercito 35. Acacias 36. Francisco Segura 37. 4 Noviembre 38. Antepara 39. Venezuela
8. PUERTO LISA	40. Barrio Lindo 41. La Chala 42. El Cisne
9. LAS TORRES	43. La Torre 1 44. La Torre 2 45. La Torre 3 46. La Torre 4 47. La Torre 5 48. La Torre 6
10. AYACUCHO	49. Calixto Romero 50. Luque 51. Pichincha 52. Centro Park
11. ASTILLERO	53. Alfaro 54. Esmeralda 55. Coronel 56. Reserva 57. Chile 58. El Oro 59. Rumichaca 60. Reserva
12. BOYACA	61. Padre Solano 62. Malecón 63. Nueva Boyaca 64. Mendiburo 65. Córdova 66. La Previsora 67. Panamá 68. Rocafuerte

SUBESTACIONES 13.8 [kV]	ALIMENTADORAS
13. GARAY	69. Colon 70. Aguirre 71. Hurtado 72. El Salado 73. Delta 74. 10 de Agosto 75. Huancavilca 76. Velez
14. LOS CEIBOS	77. Carlos Julio Arosemena 78. Miraflores 79. Norte 80. Los Ceibos 81. Urdesa 82. Las Lomas
15. AMERICAS	83. Kennedy 84. Plaza Dañin 85. Por Olimpo 86. M.H. Alcivar
16. BIEN PUBLICO	87. Quisquis 88. Jose Mascote
17. ATARAZANA	89. Atarazana 1 90. Atarazana 2 91. Atarazana 3
18. KENEDY NORTE	92. Plaza del Sol 93. Urdenor 94. Jose Castillo 95. WorldTrade Center 96. Centrum 97. Las Cámaras 98. San Marino

SUBESTACIONES 13.8 [kV]	ALIMENTADORAS
19. CUMBRES	99. Celoplast 100. Sta. Cecilia 101. Ceibos Norte 102. Cumbres 4
20. GARZOTA	103. Gran Manzana 104. Garzota 105. Aeropuerto 106. Agustín Freire
21. ALBORADA 2	107. Comegua
22. BELO HORIZONTE	108. Belo Horizonte
23. MAPASINGUE	109. Mapasingue 1 110. Mapasingue 2 111. Mapasingue 3 112. Mapasingue 4 113. Mapasingue 5 114. Mapasingue 6 115. Mapasingue 7 116. Mapasingue 8
24. ALBORADA 1	117. Tanca Marengo 118. Benjamín Carrion 119. Alborada 120. Salitrón
25. GUAYACANES	121. Guayacanes 1 122. Guayacanes 2 123. Guayacanes 3 124. Guayacanes 4
26. SAMANES	125. Samanes 126. Juan Montalvo 127. Samanes 3 128. Samanes 4

SUBESTACIONES 13.8 [kV]	ALIMENTADORAS
27. PARQUE CALIFORNIA	129.California 1 130.California 2 131.Parque California
28. CERRO BLANCO	132.Chongón 133.Puerto Hondo 134.Cerro Blanco
29. VERGELES	135.Bastión 136.Teniente Hugo Ortiz 137.Los Rosales 138.Camino a los Vergeles
30. ORQUIDEAS	139. Los Ranchos 140. Orquídeas 141.Mucho Lote
31. EL SAUCE	142.Sauce 1 143.Sauce 2 144.Sauce 3 145.Sauce 4 146.Sauce 5
32. FLOR DE BASTION	147.Flor de Bastión Este 148.Flor de Bastión Oeste 149.Flor de Bastión 4 150.Flor de Bastión 5 151.Fortín
33. GERMANIA	152.Pascuales 153.La Toma 154.Rosavin 155.Cobre

Tabla 12: Subestaciones de distribución y Alimentadoras
CNEL-Unidad de Negocio Guayaquil.

Las subestaciones mencionadas anteriormente alimentan a todo tipo de cargas: residencial, comercial, industrial, etc. La Subestación Kennedy Norte I a la que se le hará el estudio de cambio de voltaje primario de 13.8 kV a 22 kV y 36 kV se irán detallando en los siguientes subcapítulos.

2.6.3 Ubicación geográfica de la subestación en estudio

La subestación Kennedy Norte I está localizada en la provincia del Guayas, cantón Guayaquil, sector cdla Kennedy Norte, avenida Luis Orrantia y Víctor Hugo Sicuret, Mz VC108 S#1. La subestación posee un área de terreno de 1182.77 m² a altitud de 10 m.s.n.m. Las coordenadas geográficas en grados decimales son: latitud Sur -2.157922 y longitud Oeste -79.901043.

Figura 2.16 muestra la ubicación exacta de la subestación Kennedy Norte I.

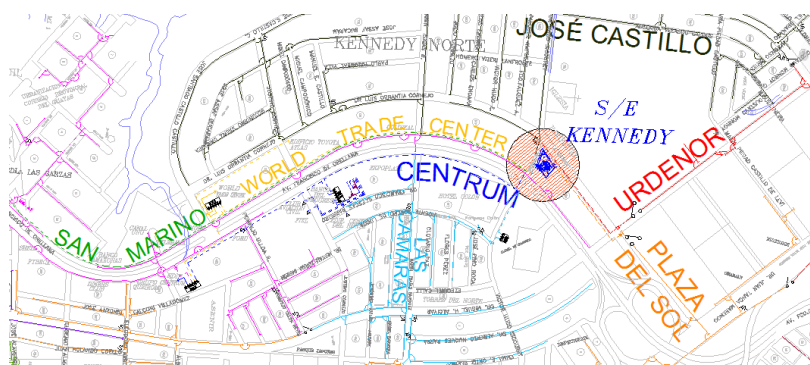


Figura 2.16: Situación geográfica de la subestación Kennedy Norte I.

2.6.4 Subestación eléctrica Kennedy Norte I

La subestación Kennedy Norte I proviene de la línea de subtransmisión Piedrahita 69 kV perteneciente a la subestación Celec-Transelctric Policentro. Dicha subestación posee instalado un equipo GIS "Gas Insulated System a nivel de 69 kV.

A nivel de 13.8 kV Kennedy Norte I tiene una configuración de dos barras simples con breaker de transferencia, tal como indica la Figura 2.17. Esta dispone de 4 salidas (1 salida de

reserva) para alimentadores primarios cada uno protegido por disyuntores.

La subestación cuenta con un transformador de potencia de 18/24 MVA, OA/FA.

El esquema unifilar de la subestación se detalla a continuación:

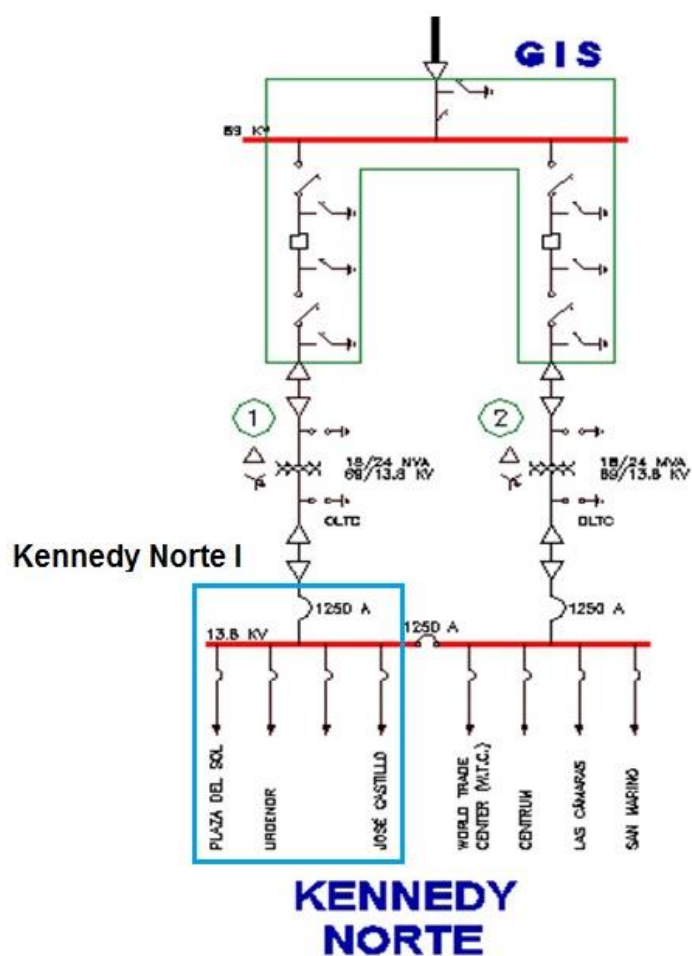


Figura 2.17: Diagrama Unifilar de la subestación Kennedy Norte I.

2.7 Descripción de las instalaciones [9]

La subestación Kennedy Norte I cuenta con tensiones nominales de 69 kV en media tensión y 13.8 kV en baja tensión. A continuación, se describen los equipos instalados en la bahía.

2.7.1 Bahía de 69 kV

La línea de sub transmisión Piedrahita llega aérea hacia una estructura tipo H de hormigón armado de 19 m. Este poste contiene un juego de pararrayos y seccionadores (con operación manual o control remoto) del cual parte la línea con cable aislado subterráneo a 72 kV hacia el equipo GIS-SF6. Luego de ello se describen las especificaciones técnicas de los elementos mencionados anteriormente en la Tabla 13, Tabla 14 y Tabla 15.

MARCA	PARA CABLE TIPO	KV max	DIAMETRO CABLE
ABB	PEX	84	66 mm

Tabla 13: Juego de puntas terminales para cable subterráneo de 69 kV.

MARCA	TIPO	KV max	BIL (KV)	Icontinua (A)	Iinst (kA)
ABB	NRB	72,5	325	1250	31,5

Tabla 14: Seccionador de aire con cuchillas de tierra.

FASE	MARCA	TIPO	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)	# UNIDAD APILADA
A	ABB	EXLIM	80	60	48	1
B	ABB	EXLIM	80	60	48	1
C	ABB	EXLIM	80	60	48	1

Tabla 15: Pararrayos en estructura 69 KV.

2.7.2 Equipamiento 69 kV

El equipo GIS “Gas Insulated System” se encarga del manejo y control de la acometida de 69 kV. También opera los interruptores que alimentan a cada uno de los dos transformadores de poder.

EL GIS aislado en SF6 está formado por paneles metalclad switchgear con los siguientes compartimientos: un cubículo que recibe la alimentación principal de entrada desde la línea de subtransmisión, el cual solo contiene seccionadores y otros dos cubículos, que corresponden a las salidas de alimentación a los 2 transformadores de poder los cuales tienen un interruptor cada uno, a más de los seccionadores, como indican la Tabla 16, Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19.

CUBICULO	ELEMENTO	MARCA	TIPO	KV nominal	BIL (KV)	Icontinua (A)	Iinst (kA)	Iinterr (kA)	CANTIDAD
ENTRADA	SECC. CON CUCHILLAS DE TIERRA	ABB	EXK-TE01	72,5	350	1250	80	-	1
	SECC. A TIERRA DE ALTA VELOCIDAD	ABB	EXK-EB01	72,5	350	1250	-	-	1
ALIMENTACION A TRANS. T1	INTERRUPTOR	ABB	EXK-D-01	72,5	350	1250	-	31,5	1
	SECC. CON CUCHILLAS DE TIERRA	ABB	EXK-TE01	72,5	350	1250	80	-	2
	SECC. A TIERRA DE ALTA VELOCIDAD	ABB	EXK-EB01	72,5	350	1250	-	-	1
	INTERRUPTOR	ABB	EXK-D-01	72,5	350	1250	-	31,5	1
ALIMENTACION A TRANS. T2	SECC. CON CUCHILLAS TIERRA	ABB	EXK-TE01	72,5	350	1250	80	-	2
	SECC. A TIERRA DE ALTA VELOCIDAD	ABB	EXK-EB01	72,5	350	1250	-	-	1
	INTERRUPTOR	ABB	EXK-D-01	72,5	350	1250	-	31,5	1

Tabla 16: GIS ABB tipo EXK.

UBICACIÓN	MARCA	TIPO	RELACION	BIL (KV)	BURDEN (VA)	USO	CANTIDAD
ALIMENTACION TRANSFORMADOR T1	PIFFNER	F5S	250/1	375	20	MEDICION	3
ALIMENTACION TRANSFORMADOR T1	PIFFNER	5P20	250/1	375	20	PROTECC.	3
ALIMENTACION TRANSFORMADOR T2	PIFFNER	F5S	250/1	375	20	MEDICION	3
ALIMENTACION TRANSFORMADOR T2	PIFFNER	5P20	250/1	375	20	PROTECC.	3

Tabla 17: Transformadores de Corriente dentro del GIS.

UBICACIÓN	MARCA	TIPO	RELACION	BIL (KV)	BURDEN (VA)	SERIE
ENTRADA PRINCIPAL	RITZ	STE 3/72.5	39838/63.5	350	50	145077

Tabla 18: Transformador de Potencial Trifásico dentro del GIS.

UBICACIÓN	DESCRIPCION	MARCA	TIPO	CANTIDAD
ENTRADA PRINCIPAL	VOLTIMETRO 0-100KV	ABB		1
	SELECTOR DE VOLTAJE	ABB		1
	RELE DE DENSIDAD DE GAS	ABB		1
	PULSADORES APERTURA-CIERRE	ABB		3
	INDICADOR DE POSICION	ABB		2
ALIMENTACION A TRANSFO T1	AMPERIMETRO 0-500A	ABB		1
	SELECTOR DEL AMPERIMETRO	ABB		1
	ANUNCIADOR DE ALARMAS	EES	SSM16A-1	1
	RELE DE DENSIDAD DE GAS	ABB		1
	PULSADORES APERTURA-CIERRE	ABB		6
	INDICADOR DE POSICION	ABB		6
ALIMENTACION A TRANSFO T2	AMPERIMETRO 0-500A	ABB		1
	SELECTOR DEL AMPERIMETRO	ABB		1
	ANUNCIADOR DE ALARMAS	EES	SSM16A-1	1
	RELE DE DENSIDAD DE GAS	ABB		1
	PULSADORES APERTURA-CIERRE	ABB		6
	INDICADOR DE POSICION	ABB		6

Tabla 19: Dispositivos de Medición, Protección y Control del GIS.

2.7.3 Pararrayos

Se ubican a la entrada y salida de cada línea de alimentación y cerca del equipo principal a proteger, para este caso el transformador de potencia. La Tabla 20 y Tabla 21 describen las características de estos equipos.

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)
A	ABB	EXLIM Q	98E5074	80	60	48
B	ABB	EXLIM Q	98E5073	80	60	48
C	ABB	EXLIM Q	98E5077	80	60	48

Tabla 20: Pararrayos sobre el Transformador del lado de Alta Tensión.

FASE	MARCA	TIPO	# SERIE	Id max (KA)	Vnominal (KV)	MCOV (KV)
A	ABB	EXLIM Q	98D5443	65	12	10,2
B	ABB	EXLIM Q	98D5442	65	12	10,2
C	ABB	EXLIM Q	98D5441	65	12	10,2

Tabla 21: Pararrayos sobre el Transformador del lado de Baja Tensión.

2.7.4 Transformador de potencia

La subestación Kennedy Norte I dispone de un transformador de potencia montado sobre una base de hormigón armado de 3 X 2.5 m. La potencia nominal instalada es 18/24 MVA con relación de transformación 67/13.8 kV, conexión delta – estrella sólidamente aterrizado, como indica la Tabla 22.

La alimentación entre el GIS y los terminales de alta tensión al transformador se efectuó con cable aislado de 72kV igual que la acometida principal, como muestra la Tabla 23.

MARCA	(MVA) OA/FA	No. DE SERIE	IMPED. Z (%)	VOLUMEN ACEITE (LT)	PESO (LBS) TOTAL	LTC : 32 pos. ±10 %		AÑO FABR.
						MARCA	TIPO	
ABB	18/24	HLB3257-004T	7,77	12641	75819	ABB	UZFRN	1998

Tabla 22: Transformador 67/13.8 kV.

USADO PARA	ALIMENTACION SUBTARRANEA AL GIS	ALIMENTACION DEL GIS AL TRANSFORMADOR DE PODER T1	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	240 MM2 AISLADO 72 KV	240 MM2 AISLADO 72 KV	150 MM2 Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	900	75	325

Tabla 23: Conductor desde GIS a Transformador de potencia.

2.7.5 Metalclad switchgear 13.8 kV.

Este módulo es un conjunto de gabinetes integrados por:

Compartimiento de interruptor de circuito.

Compartimiento de barra principal.

Compartimiento de línea.

Compartimiento auxiliar.

Actualmente la subestación Kennedy Norte I posee 3 alimentadoras más una de reserva y 6 cubículos, cada uno contiene los siguientes equipos, tal como describen la Tabla 24 y Tabla 25 que contienen equipos de interrupción y seccionamiento; Tabla 26 menciona dispositivos de protección y control; Tabla 27 y Tabla 28 señalan transformadores de

corriente; Tabla 29 menciona transformadores de potencia; Tabla 30 describe el tipo de conductor empleado en las conexiones hacia los equipos.

Interruptores y seccionadores:

ALIMENTADORA	CUBICULO	# SERIE	MEDIO INTERRUP.	KV max	BIL (KV)	Icontinua (A)	Iinterr max (kA)
PRINCIPAL	3	8122-359	SF6	24	125	1250	31,5
PLAZA DEL SOL	1	8122-356	SF6	24	125	630	31,5
URDENOR	2	8122-350	SF6	24	125	630	31,5
JOSE CASTILLO	4	8122-349	SF6	24	125	630	31,5
LIBRE	5	8122-355	SF6	24	125	630	31,5

Tabla 24: Interruptor principal e interruptores de las alimentadoras.

ALIMENTADORA	CUBICULO	DESCRIPCION	CANTIDAD
PRINCIPAL	3	PARARRAYOS	3
PRINCIPAL	3	CUCHILLAS DE TIERRA TRIFASICAS	1
PLAZA DEL SOL	1	CUCHILLAS DE TIERRA TRIFASICAS	1
URDENOR	2	CUCHILLAS DE TIERRA TRIFASICAS	1
JOSE CASTILLO	4	CUCHILLAS DE TIERRA TRIFASICAS	1
LIBRE	5	CUCHILLAS DE TIERRA TRIFASICAS	1
A TRANSF. AUX.	6	SECCIONADOR TRIFASICO 630A CON FUSIBLES	1

Tabla 25: Pararrayos, cuchillas de tierra y seccionadores dentro del switchgear.

Dispositivos de protección y control:

ALIMENTADORA	CUBICULO	DESCRIPCION	CANTIDAD
PRINCIPAL	3	BOTONERA APERTURA-CIERRE	1
PRINCIPAL	3	UNIDAD DE PROTECCION DE ALIMENTADORA	1
PLAZA DEL SOL	1	BOTONERA APERTURA-CIERRE	1
PLAZA DEL SOL	1	AMPERIMETRO 0-720A	1
PLAZA DEL SOL	1	SELECTOR DE AMPERIMETRO	1
PLAZA DEL SOL	1	UNIDAD DE PROTECCION DE ALIMENTADORA	1
PLAZA DEL SOL	1	SELECTORES DE 2 POSICIONES	2
URDENOR	2	BOTONERA APERTURA-CIERRE	1
URDENOR	2	AMPERIMETRO 0-720A	1
URDENOR	2	SELECTOR DE AMPERIMETRO	1
URDENOR	2	UNIDAD DE PROTECCION DE ALIMENTADORA	1
URDENOR	2	SELECTORES DE 2 POSICIONES	2
JOSE CASTILLO	4	BOTONERA APERTURA-CIERRE	1
JOSE CASTILLO	4	AMPERIMETRO 0-720A	1
JOSE CASTILLO	4	SELECTOR DE AMPERIMETRO	1
JOSE CASTILLO	4	UNIDAD DE PROTECCION DE ALIMENTADORA	1
JOSE CASTILLO	4	SELECTORES DE 2 POSICIONES	2
LIBRE	5	BOTONERA APERTURA-CIERRE	1
LIBRE	5	AMPERIMETRO 0-720A	1
LIBRE	5	SELECTOR DE AMPERIMETRO	1
LIBRE	5	UNIDAD DE PROTECCION DE ALIMENTADORA	1
LIBRE	5	SELECTORES DE 2 POSICIONES	2

Tabla 26: Equipos de control y protección de los alimentadores.

Transformadores de corriente dentro del switchgear:

ALIMENTADORA	CUBICULO	RELACION	BURDEN (VA)	CLASE	USO	CANTIDAD
PRINCIPAL	3	1200/5	30	5P20	PROTECCION	3
PRINCIPAL	3	1200/5	30	5P10	MED../PROTEC.	3
PRINCIPAL	3	1200/5	30	0,5	MEDICION	3
PLAZA DEL SOL	1	600/5	30	5P10	PROTECCION	3
PLAZA DEL SOL	1	600/5	30	5P10	MED../PROTEC.	3
PLAZA DEL SOL	1	600/5	30	0,5	MEDICION	3
URDENOR	2	600/5	30	5P10	PROTECCION	3
URDENOR	2	600/5	30	5P10	MED../PROTEC.	3
URDENOR	2	600/5	30	0,5	MEDICION	3
JOSE CASTILLO	4	600/5	30	5P10	PROTECCION	3
JOSE CASTILLO	4	600/5	30	5P10	MED../PROTEC.	3
JOSE CASTILLO	4	600/5	30	0,5	MEDICION	3

Tabla 27: TC's en alimentadoras y barra principal.

ALIMENTADORA	CUBICULO	RELACION	BURDEN (VA)	CLASE	USO	CANTIDAD
LIBRE	5	600/5	30	5P10	PROTECCION	3
LIBRE	5	600/5	30	5P10	MED./PROTEC.	3
LIBRE	5	600/5	30	0,5	MEDICION	3
TRANS. AUX.	6	1200/5	30	5P10	PROTECCION	3

Tabla 28: TC's en alimentadoras y barra principal.

Transformadores de potencial dentro del switchgear:

ALIMENTADORA	CUBICULO	RELACION	BURDEN (VA)	CLASE	USO	CANTIDAD
PRINCIPAL	3	7967.7/110	30	0,5	MED./PROTEC.	3

Tabla 29: Transformador de potencial en el gabinete principal.

Conductores:

USADO PARA	CONEXION TRANS.DE PODER INT. PRINCIPAL 13.8 KV	BARRA 13.8 KV EN INTERIOR SWITCHGEAR	CONEXION TRANS.AUX SWITCHGEAR	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	300 MM2 - TIPO FXKJ AISLADO PARA 15 KV	PLATINA DE COBRE PARA 1200 A	3X70 MM2 AISLADO 15 KV	150 MM2 Cu DESNUDO
LONGITUD (METROS)	385		35	70

Tabla 30: Tipos de conductores.

2.7.6 Malla a tierra

El sistema aterrizado de la subestación consta de:

26 varillas de cobre de 5/8" x8'

370 m de cable de cobre desnudo #4/0 AWG.

2.7.7 Características generales del circuito en 13.8 kV

Tramo subterráneo:

Las alimentadoras que parten de la subestación con tramo subterráneo emplean conductores monopolares de 500 MCM, cobre electrolítico de temple suave, 37 hilos, aislado en 15 kV de polietileno reticulado (XLPE), con capa de material semiconductor termoestable, pantalla de cinta de cobre con

100% de cobertura y finalmente una chaqueta externa de PVC.

El conductor neutro será 4/0 AWG, cobre blando recocido, 7 hilos.

Tramo aéreo

El conductor seleccionado es 336.4 MCM, aluminio reforzado con acero ACSR, 18/1, código MERLIN.

RUTAS DE LOS ALIMENTADORES.

Los alimentadores poseen un nivel de tensión a 13.8 kV y se denominan troncales (circuito trifásico).

Los principales alimentadores de la subestación Kennedy Norte I son:

Plaza del Sol.

Urdenor.

José Castillo.

Las troncales en su recorrido atravesarán en mayor parte sectores urbanos cubriendo los siguientes sectores:

Alimentador Plaza del Sol.

El recorrido aéreo empieza desde la Avenida 11 NO entre Miguel H. Alcívar y Av. 9 NO. El alimentador cubre las áreas entregando potencia a los sectores Cooperativa de Vivienda de Guayaquil, Cda. Adace, Av. Juan Tanca Marengo, Av. de las Américas y Cda. Kennedy Norte III.

Alimentador Urdenor.

El recorrido aéreo empieza desde las calles Dr. Luis Orrantia Cornejo y Miguel H. Alcívar. El alimentador cubre las áreas

entregando potencia a los sectores Ciudadela Bosques del Salado, Urbanización Ciudad Colón, Ciudadela La Herradura.

Alimentador José Castillo.

El recorrido aéreo empieza desde la calle Víctor Hugo Sicouret Pazmiño. El alimentador cubre las áreas entregando potencia a los sectores Cdla Kennedy Norte VI, VII, VIII, IX y X.

2.7.8 Tipos de carga por alimentador

El sistema de distribución es desbalanceado debido al tipo de carga conectada en la red. Cada troncal satisface la demanda según los tipos de consumidores conectados a la red por medio de ramales monofásicos y bifásicos.

La descripción del bloque de carga por alimentador se presenta a continuación:

Alimentador Plaza del Sol.

La Figura 2.18 indica el porcentaje de carga por abonado y tipo de consumidor. La principal característica del alimentador Plaza del Sol es tener carga netamente comercial con un consumo de 2206.67 kVA descrita en la Tabla 31.

CLIENTE	PORCENTAJE DE CARGA	CARGA PROMEDIO (KVA)
Residencial	30,60%	1573,53
Comercial	45,32%	2206,57
Industrial	21,35%	823,63
Otros	2,73%	90,10

Tabla 31: Porcentaje de carga promedio por abonado_ datos 2015.

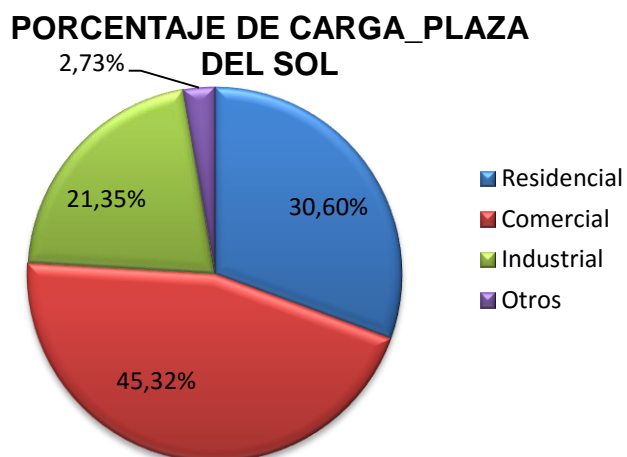


Figura 2.18: Gráfico de porcentaje de carga_ datos 2015.

Alimentador Urdenor.

La Figura 2.19 indica el porcentaje de carga por abonado y tipo de consumidor. La principal característica del alimentador Urdenor es tener carga netamente residencial con un consumo de 3573.53 kVA, vista en la Tabla 32 .

CLIENTE	PORCENTAJE DE CARGA	CARGA PROMEDIO (KVA)
Residencial	81,42%	3573,53
Comercial	18,26%	860,57
Industrial	0,22%	24,63

Tabla 32: Porcentaje de carga promedio por abonado_ datos 2015.

PORCENTAJE DE CARGA_URDENOR

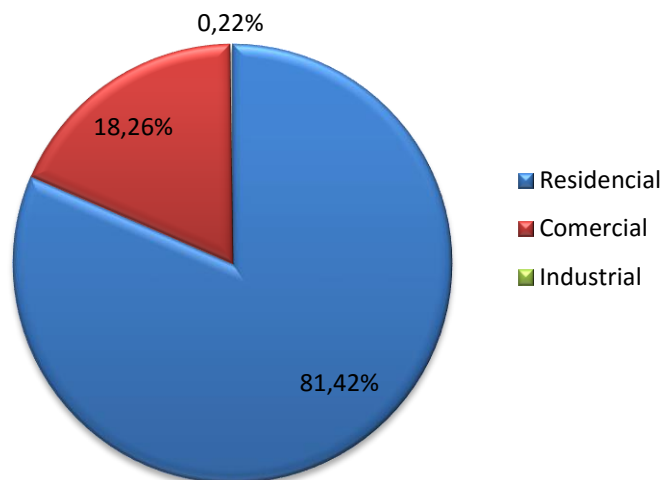


Figura 2.19: Gráfico de porcentaje de carga_ datos 2015.

Alimentador José Castillo

La Figura 2.20 indica el porcentaje de carga por abonado y tipo de consumidor. La principal característica del alimentador José Castillo es tener carga netamente residencial con un consumo de 3773.53 kVA, descrita en la Tabla 33.

CLIENTE	PORCENTAJE DE CARGA	CARGA PROMEDIO (KVA)
Residencial	89,30%	3773,53
Comercial	7,34%	422,57
Industrial	2,32%	84,63
Otros	1,01%	66,10

Tabla 33: Porcentaje de carga promedio por abonado_ datos 2015.

PORCENTAJE DE CARGA JOSÉ CASTILLO

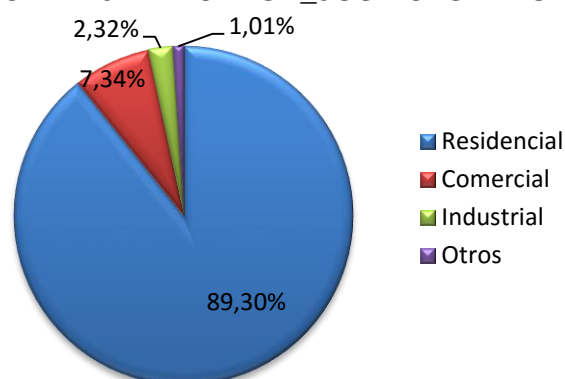


Figura 2.20: Gráfico de porcentaje de carga_ datos 2015.

2.7.9 Demanda por alimentador y curvas de carga

Carga instalada en los alimentadores

Los transformadores conectados a lo largo de la troncal determinan la carga total instalada dispuesta a abastecer la demanda sin inconveniente alguno.

El alimentador Plaza del Sol posee una carga total instalada de 11140 KVA distribuidos en 220 transformadores. La carga representa el 61.88% de la capacidad instalada en la subestación Kennedy Norte I. La Tabla 34 contiene el detalle de los transformadores del alimentador:

ALIMENTADOR PLAZA DEL SOL		
Transformador	Cantidad	Carga Instalada KVA
Monofásico	172	8600
Trifásico	48	9600
Total	220	11140

Tabla 34: Detalle de los transformadores del alimentador Plaza del Sol.

El alimentador Urdenor posee una carga total instalada de 9160 KVA distribuidos en 118 transformadores. La carga representa el 50.88% de la capacidad instalada en la subestación Kennedy Norte I. La Tabla 35 contiene el detalle de los transformadores del alimentador:

ALIMENTADOR URDENOR		
Transformador	Cantidad	Carga Instalada KVA
Monofásico	85	4250
Trifásico	33	6600
Total	118	9160

Tabla 35: Detalle de los transformadores del alimentador Urdenor.

El alimentador José Catillo posee una carga total instalada de 8010 KVA distribuidos en 196 transformadores. La carga representa el 44.5% de la capacidad instalada en la subestación Kennedy Norte I. La Tabla 36 contiene el detalle de los transformadores del alimentador:

ALIMENTADOR JOSE CASTILLO		
Transformador	Cantidad	Carga Instalada KVA
Monofásico	171	8550
Trifásico	25	5000
Total	196	8010

Tabla 36: Detalle de los transformadores del alimentador José Castillo.

Curva diaria de carga

La forma que describe varía de acuerdo a la cantidad de potencia que solicitan los alimentadores hacia la carga. La curva puntualiza valores máximos de demanda en intervalos de 15 minutos, en ésta se puede establecer regiones para el análisis de dicho comportamiento.

Para horas en la madrugada existe una región que denominaremos constante donde el valor de demanda se mantiene. Luego de ello, la demanda experimenta un incremento casi lineal hasta llegar medio día. En horas de la tarde, la siguiente región crece en pequeños saltos hasta su máximo valor. Finalmente, por la noche, la demanda decrece paulatinamente hasta un nuevo valor mínimo.

El punto de partida será una curva de un día laboral (fecha 15/04/2015) de la cual se examinará el consumo. La información pertinente ha sido proporcionada por la Empresa Eléctrica de Guayaquil planta Norte.

Alimentador Plaza del Sol

La Figura 2.21 muestra el valor mínimo puntal de demanda registra 2220 kW a las 3h45, mientras que el valor máximo anota 7300 kW a las 15h00 aproximadamente.

El alimentador en mayor parte es carga comercial y se justifica al observar que en horas de la tarde la demanda aumenta de 6500 kW a 7300 kW. Posteriormente la demanda alcanza 4000 kW a las 20h00 donde la carga se usa en modo residencial y decrece hasta las 23h45.

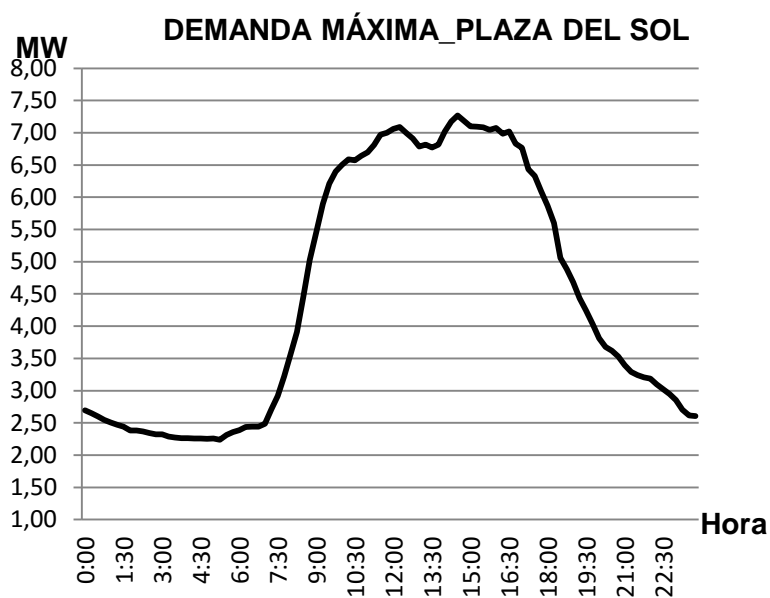


Figura 2.21: Curva diaria de carga alimentador Plaza del Sol.

Alimentador Urdenor

La Figura 2.22 muestra el valor mínimo puntal de demanda registra 1400 kW a las 5h00, mientras que el valor máximo anota 6600 kW a las 14h30 aproximadamente.

El alimentador posee poca carga comercial y el consumo registra 6400 kW a 6600 kW entre las 8h45 a 16h30. Posteriormente la demanda alcanza 2500 kW a las 20h00 donde la carga se usa en modo residencial y decrece hasta las 23h45.

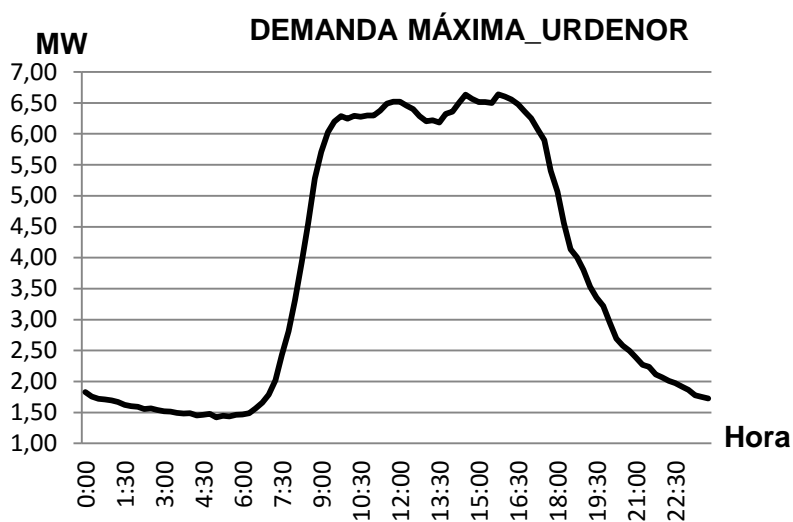


Figura 2.22: Curva diaria de carga alimentador Urdenor.

Alimentador José Castillo

La Figura 2.23 muestra el valor mínimo puntal de demanda registra 1600 kW a las 06h15, mientras que el valor máximo anota 3600 kW a las 16h30 aproximadamente.

El alimentador posee poca carga comercial y el consumo registra 3500 kW a 3600 kW entre las 12h00 a 17h30. Posteriormente la demanda alcanza 2260 kW a las 20h00 donde la carga se usa en modo residencial y decrece hasta las 23h45.

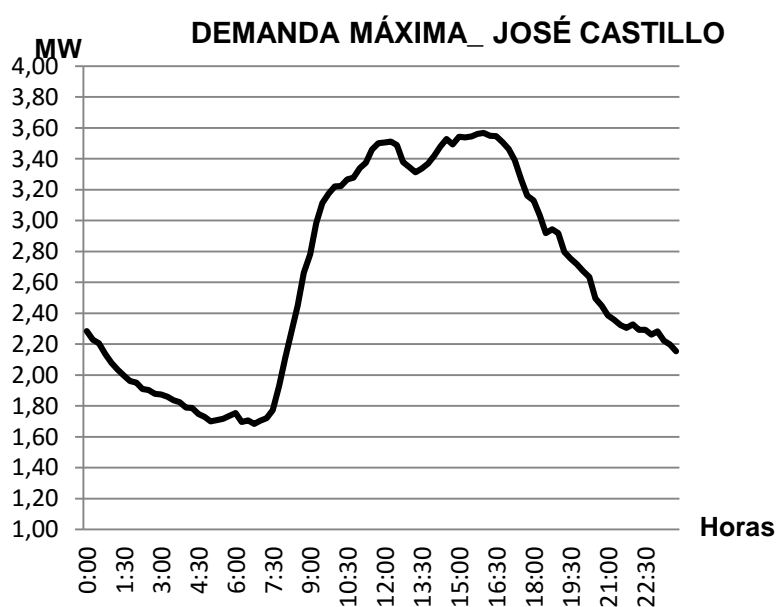


Figura 2.23: Curva diaria de carga alimentador José Castillo.

CAPÍTULO 3

3. SIMULACIONES REALIZADAS EN ALIMENTADORES

3.1 Levantamiento de alimentadores y uso del simulador ETAP

Para realizar el estudio correspondiente a la Subestación Keneddy Norte I, se consideraron las topologías en cada alimentador.

En esta sección se seleccionarán los tipos de conductores que poseen los alimentadores para las respectivas simulaciones en el simulador ETAP, tomando en cuenta longitud y parámetros característicos.

La Tabla 37 contiene en detalle las distancias propuestas y características de los conductores en toda la red que conforma el alimentador Plaza Sol.

La Tabla 38 presenta en detalle las distancias propuestas y características de los conductores en toda la red que conforma el alimentador José Castillo.

La Tabla 39 muestra en detalle las distancias propuestas y características de los conductores en toda la red que conforma el alimentador Urdenor.

ALIMENTADOR PLAZA SOL			
Barras		Distancia	Tipo de Cable
De	A		
S/E	1	65.83 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
1	2	301.17 m	3 ABC ACSR #2 AWG
			N ASC # 3/0 AWG
2	3	275.75 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
3	4	150.78 m	3 ABC ACSR # 3/0 AWG
			N ASC # 1/0 AWG
2	5	280.22 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
5	6	125.98 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
6	7	150.10 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
5	8	60.67 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
8	7	95.87 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM
			N ASC # 1/0 AWG
10	12	100.57 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM
			N ASC # 1/0 AWG
11	12	150.35 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM
			N ASC # 1/0 AWG
11	13	210.45 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
13	14	157.78 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
14	20	60.71 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
15	16	131.82 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
16	17	65.21 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG
			N ASC # 2AWG
17	21	30.90 m	1 B ACSR #2 AWG
16	19	55.75 m	3 ABC ACSR #2 AWG

Tabla 37: Características del alimentador Plaza Sol.

ALIMENTADOR JOSE CASTILLO			
Barras		Distancia	Tipo de Cable
De	A		
S/E	1	85.83 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM N ASC # 3/0 AWG
1	2	322.14 m	3 ABC ACSR #2 AWG N ASC # 3/0 AWG
2	3	272.85 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
3	4	296.76 m	3 ABC ACSR # 3/0 AWG N ASC # 1/0 AWG
2	5	250.21 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM N ASC # 3/0 AWG
5	6	123.90 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM N ASC # 3/0 AWG
6	7	161.40 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM N ASC # 3/0 AWG
5	9	59.67 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM N ASC # 3/0 AWG
2	10	97.57 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM N ASC # 1/0 AWG
10	11	110.53 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM N ASC # 1/0 AWG
11	12	197.37 m	3 ABC ACSR # 3/0 MCM N ASC # 1/0 AWG
12	13	288.68 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
13	14	137.57 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
14	15	59.70 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
15	16	101.73 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
16	17	53.42 m	3 ABC ACSR # 1/0 AWG N ASC # 2AWG
17	18	206.99 m	1 B ACSR #2 AWG
16	19	51.74 m	3 ABC ACSR #2 AWG

Tabla 38: Características del alimentador José Castillo.

ALIMENTADOR URDENOR			
Barras		Distancia	Tipo de Cable
De	A		
S/E	1	839.28 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
1	2	315.63 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
2	3	294.76 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
3	4	52.32 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
3	5	158.73 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
5	6	615.26 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
6	7	232.66 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
7	14	387.34 m	3 XLPE-15KV #500 MCM
			N CU DESNUDO # 4/0 AWG
7	8	23.82 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
8	9	92.12 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
9	10	128.41 m	3 ABC ACSR #2 AWG
8	11	133.96 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
11	12	141,22 m	3 ABC ACSR #2 AWG
12	13	30.80 m	3 ABC ACSR #2 AWG
11	15	207.79 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
15	16	83.68 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
16	17	26.02 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG
16	18	140.47 m	3 ABC ACSR #336.4 MCM
			N ASC # 3/0 AWG

Tabla 39: Características del alimentador Urdenor.

En el programa ETAP12.6 se procedió a colocar los datos requeridos por el programa para su respectiva simulación, a continuación se presenta los principales datos ingresados en el programa ETAP.

La Figura 3.1 presenta el modo de configuración de la fuente de energía de generación hacia la subestación.

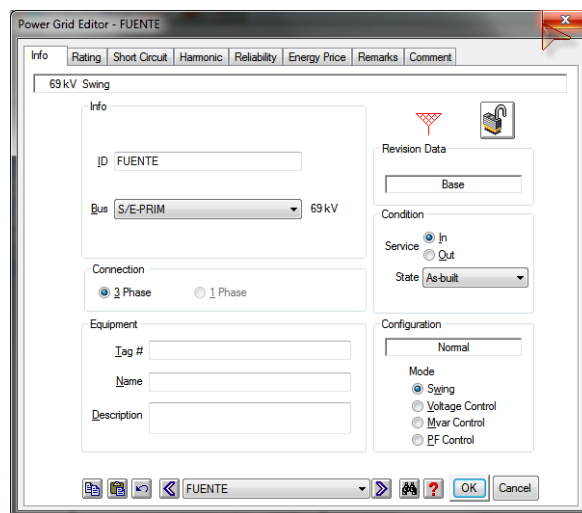


Figura 3.1: Configuración de la fuente de energía.

La Figura 3.2 muestra los parámetros a ajustar para el transformador instalado en la subestación, valores tales como, tipo de aislamiento, potencia y voltaje nominal así como la temperatura de operación.

Figura 3.2: Configuración del transformador de poder de 18 MVA.

La Figura 3.3 muestra parámetros en cuanto a los tipos de cable usados en la red de distribución, a lo largo de los alimentadores anteriormente descritos. Las principales características a considerar son resistencia y reactancia.

Figura 3.3: Configuración de una de las líneas de distribución en uno de los alimentadores.

La Figura 3.4 muestra la configuración de los parámetros de cargabilidad en cuanto a la potencia total instalada por alimentador.

Static Load Editor - Load5 A

1 0.092 kW 0.039 kvar 12.7 kV 2-1-C 2 AWG/kcmil 15 kV

Ratings

kV: 12.7 | kVA: 0.1 | kW: 0.092 | kvar: 0.039 | % PF: 92 | Amps: 0.008

Calculator...

Loading

Loading Category	% Loading	Load		Feeder Loss	
		kW	kvar	kW	kvar
1 Design	100	0.09	0.04	0	0
2 Normal	100	0.09	0.04	0	0
3 Brake	0	0	0	0	0
4 Winter Load	0	0	0	0	0
5 Summer Load	0	0	0	0	0
6 FL Reject	0	0	0	0	0
7 Emergency	0	0	0	0	0
8 Shutdown	0	0	0	0	0
9 Accident	0	0	0	0	0
10 Backup	0	0	0	0	0

Operating Load: 0 kW +j 0 kvar

Figura 3.4: Configuración del valor de la carga para su respectivo porcentaje de cargabilidad.

La Figura 3.5 muestra las condiciones de ajuste en las barras en cuanto al nivel de tensión que se necesita para las simulaciones.

Bus Editor - BARRA 5

22 kV 0 Amps Asymmetrical 0 kA

Initial Voltage

Phase	Line-to-Neutral			Line-to-Line		
	% V	kV	Angle	% V	kV	Angle
A	100	12.702	0	AB 100	22	30
B	100	12.702	-120	BC 100	22	-90
C	100	12.702	120	CA 100	22	150

Operating Voltage

Phase	Line-to-Neutral			Line-to-Line		
	% V	kV	Angle	% V	kV	Angle
A				AB		
B				BC		
C				CA		

Voltage Unbalance: % LVUR, % PVUR, % VUF2, % VUFD

Figura 3.5: Configuración de una de las barras

3.1.1 Análisis para nivel de tensión de 13.8 kV

A continuación se presenta las siguientes simulaciones a realizar en los alimentadores:

Simulación a 13.8 kV con cargabilidad al 25%, 50% y 75%.

Simulación del alimentador José Castillo al 25% de carga instalada

La Tabla 40 contiene el resumen principal de los resultados del reporte generado por el simulador ETAP 12.6.

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,184	0,6	1,327	0,066	0,067
B	1,124	0,531	1,243	0,005	0,054
C	1,214	0,513	1,318	0,112	0,044
TOTAL	3,52	1,64	3,89	0,18	0,17

Tabla 40: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 13.8kV se tiene que:

La demanda total del alimentador es 3.89 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 21.61%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.18 MW.

La potencia en la fase A es de 1.327 MVA, en la fase B 1.243 MVA y en la fase C 1.318 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,414	1,279	2,731	0,178	0,175
B	2,301	1,081	2,542	0,055	0,124
C	2,529	1,08	2,75	0,262	0,115
TOTAL	7,24	3,44	8,02	0,50	0,41

Tabla 41: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 41 describe:

La demanda total del alimentador es 8,02 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 44.56%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.50 MW.

La potencia en la fase A es de 2.731 MVA, en la fase B 2.524 MVA y en la fase C 2.75 MVA, dándose a notar un desbalance del 8% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,582	1,92	4,064	0,167	0,323
B	3,404	1,679	3,796	0,053	0,252
C	3,702	1,643	4,05	0,396	0,235
TOTAL	10,69	5,24	11,91	0,62	0,81

Tabla 42: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 42 indica:

La demanda total del alimentador es 11.91 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 66.17%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.62 MW.

La potencia en la fase A es de 4.064 MVA, en la fase B 3.796 MVA y en la fase C 4.05 MVA, dándose a notar un desbalance del 7% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,587	0,855	1,803	0,146	0,117
B	1,61	0,704	1,757	0,135	0,075
C	1,729	0,799	1,905	0,082	0,097
TOTAL	4,93	2,36	5,47	0,36	0,29

Tabla 43: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 43 señala:

La demanda total del alimentador es 18.80 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 104.44%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1.17 MW.

La potencia en la fase A es de 6.184 MVA, en la fase B de 6.083 MVA y en la fase C de 6.544 MVA, dándose a notar un desbalance del 7.04% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,176	1,828	3,664	0,283	0,355
B	3,252	1,504	3,583	0,302	0,248
C	3,492	1,729	3,897	0,201	0,328
TOTAL	9,92	5,06	11,14	0,79	0,93

Tabla 44: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 44 muestra:

La demanda total del alimentador es 11.14 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 61.88%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.79 MW.

La potencia en la fase A es de 3.664 MVA, en la fase B de 3.583 MVA y en la fase C de 3.897 MVA, dándose a notar un desbalance del 8.05% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15) es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	4,771	2,982	5,627	0,415	0,774
B	4,974	2,45	5,545	0,554	0,569
C	5,327	2,886	6,058	0,357	0,77
TOTAL	15,07	8,32	17,21	1,33	2,11

Tabla 45: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 45 indica:

La demanda total del alimentador es 17.21 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 95.61%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1.33 MW.

La potencia en la fase A es de 5.627 MVA, en la fase B de 5.545 MVA y en la fase C de 6.058 MVA, dándose a notar un desbalance del 8.46% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (Regulación ARCONEL-004/15), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,474	0,719	1,64	0,003	0,719
B	1,372	0,705	1,542	0,069	0,705
C	1,435	0,623	1,565	0,127	0,623
TOTAL	4,28	2,05	4,74	0,20	2,05

Tabla 46: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 46 describe:

La demanda total del alimentador es 4.74 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 26.33%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.20 MW.

La potencia en la fase A es de 1.64 MVA, en la fase B 1.542 MVA y en la fase C 1.565 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,965	1,54	3,342	0,026	0,289
B	2,74	1,486	3,118	0,134	0,262
C	2,901	1,317	3,186	0,289	0,205
TOTAL	8,61	4,34	9,64	0,45	0,76

Tabla 47: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 47 muestra:

La demanda total del alimentador es 9.64 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 53.55%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.45 MW.

La potencia en la fase A es de 3.342 MVA, en la fase B 3.118 MVA y en la fase C 3.186 MVA, dándose a notar un desbalance del 6.70% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:13,8kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	4,493	2,537	5,16	0,086	0,66
B	4,005	2,388	4,662	0,306	0,552
C	4,383	2,035	4,832	0,61	0,428
TOTAL	12,88	6,96	14,64	1,00	1,64

Tabla 48: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 13.8 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 13.8kV, la Tabla 48 indica:

La demanda total del alimentador es 14.64 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 81.33%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1 MW.

La potencia en la fase A es de 5.16 MVA, en la fase B 4.662 MVA y en la fase C 4.832 MVA, dándose a notar un desbalance del 9.65% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Resumen de los resultados de la simulación a un nivel de voltaje de 13.8kV de las alimentadoras: José Castillo, Plaza Sol y Urdenor.

La Tabla 49 engloba el porcentaje de pérdidas de potencia y energía que se producen en cada alimentador a un nivel de voltaje de 13.8kV. El alimentador más óptimo es José Catillo al considerar una cargabilidad al 50% del total de la carga instalada, obteniendo el más bajo porcentaje en pérdidas técnicas.

Alimentador	Nivel de tensión en kV	Pérdidas de Potencia MW			Pérdidas de energía MWh al año		
		Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%	Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%
Plaza Sol	13,8	0,36	0,79	1,33	661,42	1432,15	2416,08
José Castillo	13,8	0,18	0,50	0,62	333,44	901,93	1122,40
Urdenor	13,8	0,20	0,45	1,17	362,59	818,11	2131,83

Tabla 49: Pérdidas de las alimentadoras José Castillo, Plaza Sol y Urdenor a un nivel de voltaje de 13.8kV y cargabilidad del 25%, 50%, 75%.

3.1.2 Análisis para nivel de tensión de 22 kV

A continuación se presenta las siguientes simulaciones a realizar en los alimentadores:

Simulación a 22 kV con cargabilidad al 25%, 50% y 75%.

Simulación del alimentador José Castillo al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,181	0,594	1,322	0,07	0,062
B	1,123	0,528	1,241	0,001	0,05
C	1,21	0,511	1,313	0,104	0,04
TOTAL	3,51	1,63	3,89	0,18	0,15

Tabla 50: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 50 muestra:

La demanda total del alimentador es 3.89 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 21.61%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.18 MW.

La potencia en la fase A es de 1.322 MVA, en la fase B 1.241 MVA y en la fase C 1.313 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,432	1,281	2,749	0,205	0,158
B	2,317	1,085	2,559	0,039	0,115
C	2,545	1,082	2,765	0,244	0,102
TOTAL	7,29	3,45	8,07	0,49	0,38

Tabla 51: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 Kk y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 51 indica:

La demanda total del alimentador es 8.02 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 44.56%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.45 MW.

La potencia en la fase A es de 2.749 MVA, en la fase B 2.559 MVA y en la fase C 2.765 MVA, dándose a notar un desbalance del 7% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,543	1,873	4,008	0,207	0,276
B	3,373	1,654	3,757	0,013	0,223
C	3,648	1,613	3,989	0,334	0,202
TOTAL	10,56	5,14	11,74	0,55	0,70

Tabla 52: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 52 muestra:

La demanda total del alimentador es 11,74 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 65.22%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.55 MW.

La potencia en la fase A es de 4.008 MVA, en la fase B 3.757 MVA y en la fase C 3.989 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,775	0,929	2,003	0,148	0,11
B	1,794	0,782	1,957	0,127	0,072
C	1,911	0,871	2,1	0,073	0,088
TOTAL	5,48	2,58	6,06	0,35	0,27

Tabla 53: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 53 muestra:

La demanda total del alimentador es 6.06 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 33.66%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.35 MW.

La potencia en la fase A es de 2.003 MVA, en la fase B de 1.957 MVA y en la fase C de 2.1 MVA, dándose a notar un desbalance del 2.3% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,546	1,962	4,052	0,293	0,327
B	3,602	1,658	3,965	0,271	0,24
C	3,834	1,856	4,26	0,162	0,292
TOTAL	10,98	5,48	12,27	0,73	0,86

Tabla 54: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 54 menciona:

La demanda total del alimentador es 12.27 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 33.66%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.35 MW.

La potencia en la fase A es de 2.003 MVA, en la fase B de 1.957 MVA y en la fase C de 2.1 MVA, dándose a notar un desbalance del 2.3% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	5,323	3,149	6,184	0,434	0,697
B	5,465	2,671	6,083	0,473	0,545
C	5,802	3,027	6,544	0,26	0,667
TOTAL	16,59	8,85	18,80	1,17	1,91

Tabla 55: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 22kV, la Tabla 55 señala:

La demanda total del alimentador es 18.80 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 104.44%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1.17 MW.

La potencia en la fase A es de 6.184 MVA, en la fase B de 6.083 MVA y en la fase C de 6.544 MVA, dándose a notar un desbalance del 7.04% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,466	0,639	1,624	0,007	0,072
B	1,375	0,668	1,537	0,064	0,074
C	1,431	0,615	1,557	0,112	0,053
TOTAL	4,27	1,92	4,68	0,18	0,20

Tabla 56: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 22 kV, la Tabla 56 indica:

La demanda total del alimentador es 4.68 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 26%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.18 MW.

La potencia en la fase A es de 1.624 MVA, en la fase B 1.537 MVA y en la fase C 1.557 MVA, dándose a notar un desbalance del 5.35% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,752	1,356	3,067	0,004	0,182
B	2,61	1,329	2,929	0,09	0,179
C	2,705	1,219	2,967	0,181	0,144
TOTAL	8,07	3,90	8,96	0,28	0,51

Tabla 57: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 22 kV, la Tabla 57 muestra:

La demanda total del alimentador es 8.96 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 49.77%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.28 MW.

La potencia en la fase A es de 3.067 MVA, en la fase B 2,929 MVA y en la fase C 2.967 MVA, dándose a notar un desbalance del 4.49% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:22 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	4,413	2,319	4,985	0,434	0,697
B	4,015	2,244	4,6	0,473	0,545
C	4,283	1,934	4,699	0,26	0,667
TOTAL	12,71	6,50	14,28	1,17	1,91

Tabla 58: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 22 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 22 kV, la Tabla 58 menciona:

La demanda total del alimentador es 14.28 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 79.33%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1.17 MW.

La potencia en la fase A es de 4.985 MVA, en la fase B 4.6 MVA y en la fase C 4.699 MVA, dándose a notar un desbalance del 7.72% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Resumen de los resultados de la simulación a un nivel de voltaje de 22kV de las alimentadoras: José Castillo, Plaza Sol y Urdenor.

La Tabla 59 engloba el porcentaje de pérdidas de potencia y energía que se producen en cada alimentador a un nivel de voltaje de 22kV. El alimentador más óptimo es José Catillo al considerar una cargabilidad al 50% del total de la carga instalada, obteniendo el más bajo porcentaje en pérdidas técnicas.

Alimentador	Nivel de tensión	Pérdidas de Potencia MW			Pérdidas de energía MWh al año		
		Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%	Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%
Plaza Sol	22	0,35	0,73	1,17	634,08	1322,83	2126,37
José Castillo	22	0,18	0,49	0,55	318,86	889,18	1009,43
Urdenor	22	0,18	0,38	1,00	333,44	692,39	1822,08

Tabla 59: Pérdidas de las alimentadoras José Castillo, Plaza Sol y Urdenor a un nivel de voltaje de 22KV y cargabilidad del 25%, 50%, 75%.

3.1.3 Análisis para nivel de tensión de 36 kV

A continuación se presenta las siguientes simulaciones a realizar en los alimentadores:

Simulación a 36 kV con cargabilidad al 25%, 50% y 75%.

Simulación del alimentador José Castillo al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,179	0,589	1,318	0,072	0,056
B	1,122	0,524	1,238	0,0001	0,046
C	1,208	0,506	1,309	0,102	0,035
TOTAL	3,51	1,62	3,89	0,17	0,14

Tabla 60: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 60 indica:

La demanda total del alimentador es 3.89 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 21.61%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.17 MW.

La potencia en la fase A es de 1.318 MVA, en la fase B 1.238 MVA y en la fase C 1.309 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,425	1,27	2,738	0,213	0,146
B	2,311	1,077	2,55	0,032	0,107
C	2,535	1,073	2,753	0,233	0,093
TOTAL	7,27	3,42	8,07	0,48	0,35

Tabla 61: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 61 muestra:

La demanda total del alimentador es 8.07 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 44.83%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.48 MW.

La potencia en la fase A es de 2.738 MVA, en la fase B 2.55 MVA y en la fase C 2.753 MVA, dándose a notar un desbalance del 7% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador José Castillo al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,526	1,852	3,983	0,225	0,254
B	3,359	1,64	3,738	0,002	0,208
C	3,627	1,598	3,963	0,312	0,186
TOTAL	10,51	5,09	11,68	0,54	0,65

Tabla 62: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador José Castillo con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 62 muestra:

La demanda total del alimentador es 11.68 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 64.89%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.54 MW.

La potencia en la fase A es de 3.983 MVA, en la fase B 3.738 MVA y en la fase C 3.963 MVA, dándose a notar un desbalance del 6% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,772	0,914	1,994	0,151	0,095
B	1,79	0,769	1,948	0,123	0,059
C	1,906	0,856	2,09	0,057	0,073
TOTAL	5,47	2,54	6,03	0,33	0,23

Tabla 63: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 36kV, la Tabla 63 menciona:

La demanda total del alimentador es 6.03 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 33.5%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.33 MW.

La potencia en la fase A es de 1.994 MVA, en la fase B de 1.948 MVA y en la fase C de 2.09 MVA, dándose a notar un desbalance del 6.8% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	3,536	1,917	4,022	0,304	0,281
B	3,584	1,622	3,934	0,251	0,203
C	3,813	1,808	4,22	0,139	0,243
TOTAL	10,93	5,35	12,17	0,69	0,73

Tabla 64: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 36kV, la Tabla 64 señala:

La demanda total del alimentador es 12.17 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 70.55%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.69 MW.

La potencia en la fase A es de 4.022 MVA, en la fase B de 3.934 MVA y en la fase C de 4.22 MVA, dándose a notar un desbalance del 6.77% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Plaza Sol al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	5,302	3,045	6,114	0,457	0,592
B	5,419	2,59	6,006	0,424	0,462
C	5,749	2,913	6,445	0,204	0,551
TOTAL	16,47	8,55	18,56	1,09	1,61

Tabla 65: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Plaza Sol con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 36kV, la Tabla 65 indica: La demanda total del alimentador es 18.56 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 103.11%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 1.09 MW.

La potencia en la fase A es de 6.114 MVA, en la fase B de 6.006 MVA y en la fase C de 6.445 MVA, dándose a notar un desbalance del 6.81% entre fases.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 25% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 25%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	1,462	0,687	1,616	0,01	0,06
B	1,374	0,677	1,532	0,065	0,064
C	1,427	0,606	1,551	0,109	0,044
TOTAL	4,26	1,97	4,69	0,18	0,17

Tabla 66: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 25%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 25% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 66 señala:

La demanda total del alimentador es 4.69 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 26.05%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.18 MW.

La potencia en la fase A es de 1.616 MVA, en la fase B 1.532 MVA y en la fase C 1.551 MVA, dándose a notar un desbalance del 5.19% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 50% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 50%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	2,919	1,423	3,247	0,024	0,17
B	2,738	1,394	3,072	0,135	0,17
C	2,855	1,251	3,117	0,221	0,129
TOTAL	8,51	4,07	9,43	0,38	0,47

Tabla 67: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 50%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 50% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 67 menciona:

La demanda total del alimentador es 9.43 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 52.38%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.38 MW.

La potencia en la fase A es de 3.247 MVA, en la fase B 3.072 MVA y en la fase C 3.117 MVA, dándose a notar un desbalance del 5.38% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Simulación del alimentador Urdenor al 75% de carga instalada

NIVEL DE TENSION:36 kV					
CARGABILIDAD : 75%					
FASES	Demanda			Perdidas Aparente	
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR
A	4,384	2,237	4,921	0,03	0,357
B	4,01	2,186	4,567	0,299	0,35
C	4,245	1,884	4,644	0,439	0,263
TOTAL	12,64	6,31	18,95	0,77	0,97

Tabla 68: Resultados de la simulación para un nivel de tensión de 36 kV y una cargabilidad de 75%.

Al realizar la simulación del alimentador Urdenor con una cargabilidad del 75% a un nivel de tensión de 36 kV, la Tabla 68 muestra:

La demanda total del alimentador es 18.95 MVA, representando una cargabilidad para el transformador de poder del 105.27%.

El total de pérdidas de potencia activas fue de 0.77 MW.

La potencia en la fase A es de 4.921 MVA, en la fase B 4.567 MVA y en la fase C 4.644 MVA, dándose a notar un desbalance del 7.19% entre fases, confirmando así que estamos realizando el estudio en un sistema de distribución.

Debido al tipo de conexión que tenemos estrella aterrizado y las potencias de las fases se encuentran desbalanceadas, las corrientes de las mismas lo estarán también, teniendo así una corriente de escape que va por el neutro del transformador.

En la simulación realizada los voltajes en las barras se encuentran dentro del límite establecido por la regulación del voltaje (ARCONEL), es decir $\pm 5\%$.

Resumen de los resultados de la simulación a un nivel de voltaje de 36kV de las alimentadoras: José Castillo, Plaza Sol y Urdenor.

La Tabla 69 engloba el porcentaje de pérdidas de potencia y energía que se producen en cada alimentador a un nivel de voltaje de 36kV. El alimentador más óptimo es José Catillo al considerar una cargabilidad al 50% del total de la carga instalada, obteniendo el más bajo porcentaje en pérdidas técnicas.

Alimentador	Nivel de tensión	Pérdidas de Potencia MW			Pérdidas de energía MWh al año		
		Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%	Carg 25%	Carg 50%	Carg 75%
Plaza Sol	36	0,33	0,69	1,09	603,11	1264,52	1976,96
José Castillo	36	0,17	0,48	0,54	317,22	870,95	982,10
Urdenor	36	0,18	0,28	0,77	335,26	510,18	1399,36

Tabla 69: Pérdidas de las alimentadoras José Castillo, Plaza Sol y Urdenor a un nivel de voltaje de 36KV y cargabilidad del 25%, 50%, 75%.

3.2 Análisis de caída de voltaje en el punto más lejano

Se tiene que para el punto más lejano en los alimentadores para los valores de voltajes propuestos están dentro de los rangos permitidos +/- 5%, también se observa que para los nuevos valores de voltajes propuestos se mejora la regulación de voltaje, tal como muestra la Tabla 70:

Porcentaje de caída y regulación de voltaje al 50% de cargabilidad						
Alimentadores	Voltaje a 13,8kV	Voltaje a 22kV	Voltaje a 36kV	% de reg a 13,8kV	% de reg a 22kV	% de reg a 36kV
Plaza Sol	97,27%	98,97%	99,91%	2,73%	1,03%	0,09%
José Castillo	98,79%	100,32%	100,95%	1,21%	0,32%	0,95%
Urdenor	96,62%	99,74%	100,54%	3,38%	0,26%	0,54%

Tabla 70: Porcentaje de caída y regulación de voltaje en el punto más lejano de los alimentadores para los diferentes valores de voltajes.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 22kV

Los ahorros en MWh/año por pérdidas de energía en los alimentadores a cargas de 25, 50 y 75% se presentan en la Tabla 71, Tabla 72 y Tabla 73. Se considera para el análisis del costo de energía datos otorgados por el CENACE como el precio real de generación igual a 16,2 ctvs/kWh y VAD (valor agregado de distribución) con un valor igual a 4,22 ctvs/kWh.

En primera instancia la información sobre las pérdidas en MW lo describen los resultados proporcionados por las simulaciones realizadas en Etap. El ahorro se calcula como la diferencia de pérdidas en MW para niveles de tensión de 13,8 kV y 22 kV. Finalmente se obtiene el ahorro en energía por alimentador.

Se observa de forma general que el alimentador Urdenor es el más representativo en cuanto al ahorro de pérdidas de energía.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 25%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 22kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	22kV	0,01	18,22	0,36	0,35	0,2042	\$ 3.720,69
José Castillo	13,8kV	22kV	0,001	1,82	0,18	0,18	0,2042	\$ 372,07
Urdenor	13,8kV	22kV	0,02	36,44	0,20	0,18	0,2042	\$ 7.441,37
TOTAL								\$ 11.534,13

Tabla 71: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 22kV al 25%.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 50%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 22kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	22kV	0,06	109,32	0,79	0,73	0,2042	\$ 22.324,12
José Castillo	13,8kV	22kV	0,01	18,22	0,50	0,49	0,2042	\$ 3.720,69
Urdenor	13,8kV	22kV	0,17	309,75	0,45	0,38	0,2042	\$ 63.251,69
TOTAL								\$ 89.296,50

Tabla 72: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 22kV al 50%.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 75%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 22kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	22kV	0,16	291,53	1,33	1,17	0,2042	\$ 59.531,00
José Castillo	13,8kV	22kV	0,07	127,55	0,62	0,55	0,2042	\$ 26.044,81
Urdenor	13,8kV	22kV	0,17	309,75	1,17	1,00	0,2042	\$ 63.251,69
							TOTAL	\$ 148.827,49

Tabla 73: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 22kV al 75%.

4.2 Costos de las nuevas instalaciones a 22kV

La Tabla 74 y Tabla 75 detallan los rubros de nuevos equipos a 22kV a instalarse en la subestación, incluyendo el sistema de protección y control respectivamente.

Equipos de Media Tensión			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Celdas de media tensión 22kV para salidas de alimentadores	3	\$ 30.800,0	\$ 92.400,0
Celdas de media tensión 22kV para equipos auxiliares	1	\$ 23.200,0	\$ 23.200,0
Pararrayos tipo Estación 22kV	6	\$ 3.100,0	\$ 18.600,0
Disyuntor 22kV	1	\$ 35.000,0	\$ 35.000,0
Transformador de potencial	3	\$ 5.000,0	\$ 15.000,0
Transformador de corriente	3	\$ 6.000,0	\$ 18.000,0
Transformador de poder de 18/24 MVA 69/22kV	1	\$ 95.000,0	\$ 95.000,0
Reconectores	4	\$ 20.127,4	\$ 80.509,6
Bahía 22kV	1	\$ 14.000,0	\$ 14.000,0
		Subtotal	\$ 391.709,6

Tabla 74: Rubros de equipos a media tensión a 22kV.

Sistema de Protección y Control			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Relé diferencial para transformador de poder	1	\$ 4.800,0	\$ 4.800,0
Relé de sobrecorriente para circuitos alimentadores	3	\$ 5.611,9	\$ 16.835,8
Relé de disparo y bloqueo	3	\$ 600,0	\$ 1.800,0
		Subtotal	\$ 23.435,8

Tabla 75: Rubros de equipos del sistema de protección y control a 22kV.

En la Tabla 76 se detallan elementos principales que poseen un alimentador a 22kV y sus respectivos costos.

Equipos Principales Instalados en el Alimentador 22kV			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Transformador 1 \emptyset ; 37,5 kVA, 22 GRdY / 12.70 kV	30	\$ 3.286,9	\$ 98.607,0
Transformador 1 \emptyset ; 75 kVA, 22 GRdY / 12.70 kV	70	\$ 4.197,3	\$ 293.807,5
Aislador tipo espiga (pin) de porcelana	261	\$ 10,1	\$ 2.625,7
Aislador tipo rollo de porcelana	87	\$ 1,3	\$ 108,8
Aislador de suspensión de porcelana	120	\$ 10,6	\$ 1.274,4
Aislador de retenida de porcelana	30	\$ 6,3	\$ 187,5
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 22 kV, 100 A rompearco	100	\$ 157,8	\$ 15.781,0
		Subtotal	\$ 412.391,8
		Subtotal 3 alim	\$ 1.237.175,4

Tabla 76: Elementos de un alimentador a un nivel de tensión de 22kV.

La Tabla 77 muestra un resumen de la inversión total que tomaría reemplazar un nivel de tensión de 13.8kV por 22kV con un costo total de \$1'982.785,0.

Equipos de Media Tensión	\$ 391.709,6
Sistema de Protección y Control	\$ 23.435,8
Equipos Principales Instalados en el Alimentador	\$ 1.237.175,4
Mano de Obra	\$ 330.464,2
TOTAL	\$ 1.982.785,0

Tabla 77: Inversión total de la alimentadora a 22kV.

4.3 Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 36kV

Los ahorros en MWh/año por pérdidas de energía en los alimentadores a cargabilidades de 25, 50 y 75% se presentan en las tablas adjuntas. Se considera para el análisis del costo de energía datos otorgados por el CENACE como el precio real de generación igual a 16,2 ctvs/kWh y VAD (valor agregado de distribución) con un valor igual a 4,22 ctvs/kWh.

En primera instancia la información sobre las en pérdidas en MW lo describen los resultados proporcionados por las simulaciones. El ahorro se calcula como la

diferencia de pérdidas en MW para niveles de tensión de 13,8 kV y 36 kV. Finalmente se obtiene el ahorro en energía por alimentador.

El alimentador Plaza Sol en la Tabla 78 es el más representativo en cuanto al ahorro de pérdidas de energía para la carga conectada al 25% de su capacidad.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 25%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 36kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	36kV	0,03	54,66	0,36	0,33	0,2042	\$ 11.162,06
José Castillo	13,8kV	36kV	0,01	18,22	0,18	0,17	0,2042	\$ 3.720,69
Urdenor	13,8kV	36kV	0,02	36,44	0,20	0,18	0,2042	\$ 7.441,37
							TOTAL	\$ 22.324,12

Tabla 78: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 36kV al 25%.

El alimentador Urdenor en la Tabla 79 es el más representativo en cuanto al ahorro de pérdidas de energía para la carga conectada al 50% de su capacidad.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 50%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 36kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	36kV	0,1	182,21	0,79	0,69	0,2042	\$ 37.206,87
José Castillo	13,8kV	36kV	0,02	36,44	0,50	0,48	0,2042	\$ 7.441,37
Urdenor	13,8kV	36kV	0,17	309,75	0,45	0,28	0,2042	\$ 63.251,69
							TOTAL	\$ 107.899,93

Tabla 79: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 36kV al 50%.

El alimentador Urdenor en la Tabla 80 es el más representativo en cuanto al ahorro de pérdidas de energía para la carga conectada al 75% de su capacidad.

AHORRO EN PERDIDAS (CARGAS AL 75%)								
Alimentador	Nivel de tensión Actual	Nivel de tensión Futura	Ahorro en pérdidas (MW)	Energía Ahorrada (MWh/año)	Pérdidas a 13,8kV en (MW)	Pérdidas a 36kV en (MW)	Precio de la Energía (\$./KWh)	Ahorros (USD)
Plaza Sol	13,8kV	36kV	0,24	437,30	1,33	1,09	0,2042	\$ 89.296,50
José Castillo	13,8kV	36kV	0,08	145,77	0,62	0,54	0,2042	\$ 29.765,50
Urdenor	13,8kV	36kV	0,4	728,83	1,17	0,77	0,2042	\$ 148.827,49
							TOTAL	\$ 267.889,49

Tabla 80: Ahorro en pérdidas de energía de 13.8kV a 36kV al 75%.

4.4 Costos de las nuevas instalaciones a 36kV

La Tabla 81 y Tabla 82 muestran los rubros por los nuevos equipos a 36kV a instalarse en la subestación incluyendo el sistema de protección y control respectivamente.

Equipos de Media Tensión			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Celdas de media tensión 36kV para salidas de alimentadores	3	\$ 46.200,0	\$ 138.600,0
Celdas de media tensión 36kV para equipos auxiliares	1	\$ 34.800,0	\$ 34.800,0
Pararrayos tipo Estación 36kV	6	\$ 4.650,0	\$ 27.900,0
Disyuntor 36kV	1	\$ 52.500,0	\$ 52.500,0
Transformador de potencial	3	\$ 7.500,0	\$ 22.500,0
Transformador de corriente	3	\$ 9.000,0	\$ 27.000,0
Transformador de poder de 18/24 MVA 69/36kV	1	\$ 142.500,0	\$ 142.500,0
Reconectores	4	\$ 30.191,1	\$ 120.764,4
Bahía 36kV	1	\$ 21.000,0	\$ 21.000,0
		Subtotal	\$ 587.564,4

Tabla 81: Rubros de equipos a media tensión a 36kV.

Sistema de Protección y Control			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Relé diferencial para transformador de poder	1	\$ 7.200,0	\$ 7.200,0
Relé de sobrecorriente para circuitos alimentadores	3	\$ 8.417,9	\$ 25.253,7
Relé de disparo y bloqueo	3	\$ 900,0	\$ 2.700,0
		Subtotal	\$ 35.153,7

Tabla 82: Rubros de equipos del sistema de protección y control a 36kV.

La Tabla 83 describe los elementos principales que posee un alimentador a 36kV, así como sus respectivos costos.

Equipos Principales Instalados en el Alimentador 22kV			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Transformador 1 \emptyset ; 37,5 kVA, 36 GRdY / 20,78 kV	30	\$ 4.930,4	\$ 147.910,5
Transformador 1 \emptyset ; 75 kVA, 36 GRdY / 20,78 kV	70	\$ 6.295,9	\$ 440.711,3
Aislador tipo espiga (pin) de porcelana	261	\$ 15,1	\$ 3.938,5
Aislador tipo rollo de porcelana	87	\$ 1,9	\$ 163,1
Aislador de suspensión de porcelana	120	\$ 15,9	\$ 1.911,6
Aislador de retenida de porcelana	30	\$ 9,4	\$ 281,3
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 36 kV, 100 A rompearco	100	\$ 236,7	\$ 23.671,5
		Subtotal	\$ 618.587,7
		Subtotal 3 alim	\$ 1.855.763,1

Tabla 83: Elementos de un alimentador a un nivel de tensión de 36kV.

La Tabla 84 muestra un resumen de la inversión total que tomaría reemplazar un nivel de tensión de 13.8kV por 36kV con un costo total de \$3'345.949,7.

Equipos de Media Tensión	\$ 587.564,4
Sistema de Protección y Control	\$ 35.153,7
Equipos Principales Instalados en el Alimentador	\$ 1.855.763,1
Mano de Obra	\$ 867.468,4
TOTAL	\$ 3.345.949,7

Tabla 84: Inversión total de la alimentadora.

4.5 Cálculos del TIR y VAN

Para determinar la rentabilidad del proyecto se considerará la vida útil del sistema de distribución eléctrica de 30 años. La Tabla 85 y Tabla 86 presentan el coste inicial de inversión (entre paréntesis, porque es un gasto) y a partir del año 1 las correspondientes anualidades (sin paréntesis, porque son aportaciones, ingresos), así hasta los 30 años de vida útil del alimentador, dichas anualidades son los ahorros en pérdidas por dólares que ahorraría la Empresa Eléctrica al elevar el nivel de tensión a 22 o 36 kV.

	Sistema de 13,8 a 22kV con cargabilidad al:		
	25%	50%	75%
Coste inicial	(1.982.785,02)	(1.982.785,02)	(1.982.785,02)
Ingreso año 1	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 2	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 3	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 4	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 5	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 6	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 7	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 8	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 9	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 10	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 11	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 12	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 13	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 14	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 15	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 16	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 17	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 18	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 19	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 20	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 21	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 22	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 23	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 24	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 25	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 26	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 27	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 28	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 29	11.534,13	89.296,50	148.827,49
Ingreso año 30	11.534,13	89.296,50	148.827,49

Tabla 85: Flujo de caja de 13.8kV a 22kV.

	Sistema de 13,8 a 36kV con cargabilidad al:		
	25%	50%	75%
Coste inicial	(3.345.949,72)	(3.345.949,72)	(3.345.949,72)
Ingreso año 1	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 2	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 3	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 4	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 5	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 6	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 7	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 8	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 9	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 10	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 11	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 12	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 13	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 14	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 15	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 16	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 17	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 18	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 19	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 20	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 21	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 22	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 23	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 24	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 25	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 26	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 27	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 28	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 29	22.324,12	107.899,93	267.889,49
Ingreso año 30	22.324,12	107.899,93	267.889,49

Tabla 86: Flujo de caja de 13.8kV a 36kV.

Finalmente se tiene los valores de la TIR para diferentes periodos de la vida útil del alimentador (30 años)

Para el final del año 30 de vida útil de un alimentador y cuando la carga ha trabajado al 75% de su capacidad se tiene una TIR del 6.31% para el sistema de 22kV y una TIR del 6.94% para el sistema de 36kV, como describe la Tabla 87. Los valores de la TIR representan en cuanto a la tasa de interés 5,62% (tasa de interés pasiva por el Banco Central del Ecuador) una ganancia respecto al costo inicial de inversión por el sistema a instalar demostrando un proyecto rentable, como en ambos casos la TIR es mayor a 5.62% se obtendrán ganancias de dinero. [10]

	Sistema de 13,8 a 22kV con cargabilidad al:			Sistema de 13,8 a 36kV con cargabilidad al:		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%
TIR año 10	-33,42%	-12,38%	-4,90%	-32,29%	-16,61%	-3,85%
TIR año 20	-15,22%	-0,98%	4,23%	-14,44%	-3,86%	4,97%
TIR año 30	-8,88%	2,06%	6,31%	-8,29%	-0,21%	6,94%

Tabla 87: Cálculo de la TIR para 22kV Y 36kV.

Tómese en cuenta que el retorno de dinero es mínimo, sin embargo, el proyecto no busca recuperar la inversión de dinero de forma inmediata.

Como lo corrobora la Tabla 88 con el cálculo del VAN, el proyecto es rentable para los casos explicados anteriormente.

	Sistema de 13,8 a 22kV con cargabilidad al:			Sistema de 13,8 a 36kV con cargabilidad al:		
	25%	50%	75%	25%	50%	75%
VAN año 10	(\$ 1.896.343,30)	(\$ 1.313.558,82)	(\$ 867.408,01)	(\$ 3.178.643,17)	(\$ 2.537.301,39)	(\$ 1.338.271,11)
VAN año 20	(\$ 1.846.309,70)	(\$ 926.201,91)	(\$ 221.813,17)	(\$ 3.081.803,94)	(\$ 2.069.245,13)	(\$ 176.200,39)
VAN año 30	(\$ 1.817.349,60)	(\$ 701.994,65)	\$ 151.865,60	(\$ 3.025.752,13)	(\$ 1.798.328,02)	\$ 496.421,40

Tabla 88: Cálculo del VAN para 22kV y 36kV.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo al tipo de conductor y a la distancia de éste, se pudo tener una simulación muy aproximada a la realidad, así mismo la separación entre fases y la distancia al suelo.
2. De acuerdo a los valores de tensión propuestos 22 y 36kV se han usado las distancias mínimas de seguridad necesarias para la correcta operación del sistema de distribución para ambos tipos de tensiones.
3. Se tiene que para el nivel de 22kV se usarán aisladores tipo pin 56-1, se usarán el mismo poste de hormigón armado de 10 o 12 m de altura, la misma cruceta de 2.40 m de longitud y el mismo conductor usado en los actuales alimentadores, además se tiene que la caída de voltaje en el punto más lejano es 1.03% (para el mayor valor entre los tres alimentadores) ver Tabla 70.
4. Se tiene que para el nivel de 36kV se usarán aisladores tipo pin 56-3, se usarán el mismo poste de hormigón armado de 10 o 12 m de altura, la misma cruceta de 2.40 m de longitud y el mismo conductor usado en los actuales alimentadores, además se tiene que la caída de voltaje en el punto más lejano es 0.95% (para el mayor valor entre los tres alimentadores) ver Tabla 70.
5. Como la carga sumada se la realizó por fases al momento de realizar las simulaciones se tuvo que poner un panel de distribución el cual permite conectar cargas monofásicas con su respectivo voltaje línea a neutro, así mismo se fue variando la carga de acuerdo al porcentaje de cargabilidad correspondiente para cada alimentador.
6. De acuerdo al cálculo económico del VAN y la TIR se tiene que el proyecto es rentable para los eventos de cargabilidad del 75% tanto para 22kV como para 36kV con un TIR del 6.31 y un 6.94% respectivamente considerando una vida útil de 30 años, con una ganancia de dinero un poco baja ya que el valor del VAN fue de \$151.865,60 y \$496.241,40 para los casos mencionados anteriormente, nótese que la inversión inicial es de 1'982.785,02 para 22kV mientras que para 36kV fue de 3'345.949,72, esa poca rentabilidad no se considera de importancia ya que se trata de un proyecto para una empresa pública en la cual no se espera una alta rentabilidad como se lo esperaría de una empresa privada.

7. De acuerdo a los ahorros económicos de energía al año para un nivel de cargabilidad del 25% el ahorro en pérdidas a un nivel de 36kV duplica al ahorro en pérdidas a 22kV, mientras como es de esperarse para un nivel de cargabilidad mayor como el 75% se tiene que existen mayores ahorros a un nivel de tensión de 36kV, debido a que se maneja menor corriente para un nivel de voltaje más elevado.

RECOMENDACIONES

1. Que para tener un mayor VAN se debería tomar en cuenta un estudio de proyección de demanda, para así de ésta manera tener mayores ingresos en ahorros en pérdidas de energía.
2. Se debe tener en cuenta que al trabajar a un nivel de tensión superior a 13.8kV existirán problemas con los linieros y las personas encargadas de la operación del sistema, cuando ya entre en marcha, ya que hay problemas psicológicos en los trabajadores al maniobrar con niveles de tensión más elevados.
3. Se deberá capacitar al personal que va a trabajar en el proyecto y a las personas encargadas de la operación, ya que se manejaría un nuevo nivel de tensión en las cuales las normas a 13.8kV y se deberá considerar nuevas normas aplicables a niveles de tensión de 22 kV y 36 kV respectivamente.
4. Ya sea con 22 kV o 36kV se podrá distribuir mayor cantidad de potencia según sea la demanda por lo cual más adelante de deberá cambiar el transformador de poder de 18/24 MVA por uno de mayor potencia ya se debe tener en cuenta el aumento progresivo de la demanda.

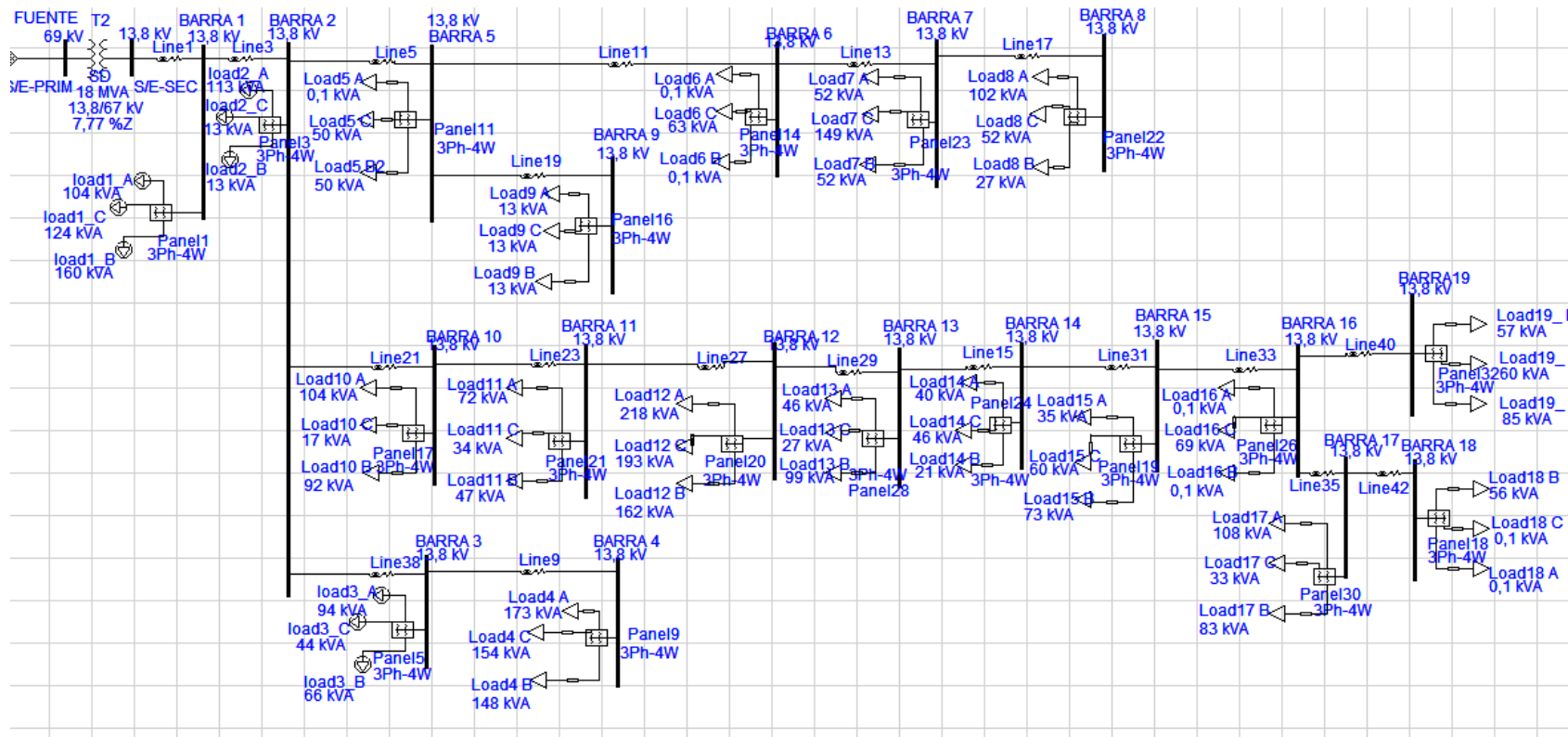
BIBLIOGRAFÍA

- [1] Blanca, «erenovable.com,» Septiembre 2015. [En línea]. Available: <http://erenovable.com/principales-fuentes-de-energia-del-mundo/>. [Último acceso: 7 Noviembre 2015].
- [2] CIER, «SÍNTESIS INFORMATIVA ENERGÉTICA DE LOS PAÍSES DE LA CIER,» *CIER*, pp. 9-11, 2013.
- [3] Arconel, «Estadística del sector ecuatoriano,» 2015.
- [4] I. D. A. L. ITURRALDE, «“LA EMPRESA ELÈTRICA PÙBLICA DE GUAYAQUIL, EP, LA RECAUDACIÓN Y LAS PÉRDIDAS NEGRAS PERIODO 2010 - 2012”,» Guayaquil, 2015.
- [5] «Ministerio de electricidad y energias renovables,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/gestion-tecnica/18-12-2015..> [Último acceso: 17 Diciembre 2015].
- [6] C. E.P, «Glosario de términos sistema eléctrico,» [En línea]. Available: https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/stories/baners_home/ley/TerminologiaTranselectric.pdf. [Último acceso: 8 Diciembre 2015].
- [7] «Ministerio de electricidad energias renovables,» [En línea]. Available: http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=559&Itemid=880. [Último acceso: 29 Diciembre 2015].
- [8] «Catalogo digital redes de distribución de energia eléctrica,» MEER, [En línea]. Available: http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=142&Itemid=207. [Último acceso: 30 Diciembre 2015].
- [9] H. J. MEDINA ABARCA, M. G. MORAN COLUNGA. y J. C. ORTEGA LÓPEZ., «DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO DE LA SUBESTACION KENNEDY NORTE I Y II DE LA ACTUAL EMPRESA ELECTRICA GUAYAQUIL, BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO,» Guayaquil, 2009.
- [10] «calculo del TIR y VAN,» [En línea]. Available: <http://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMo>

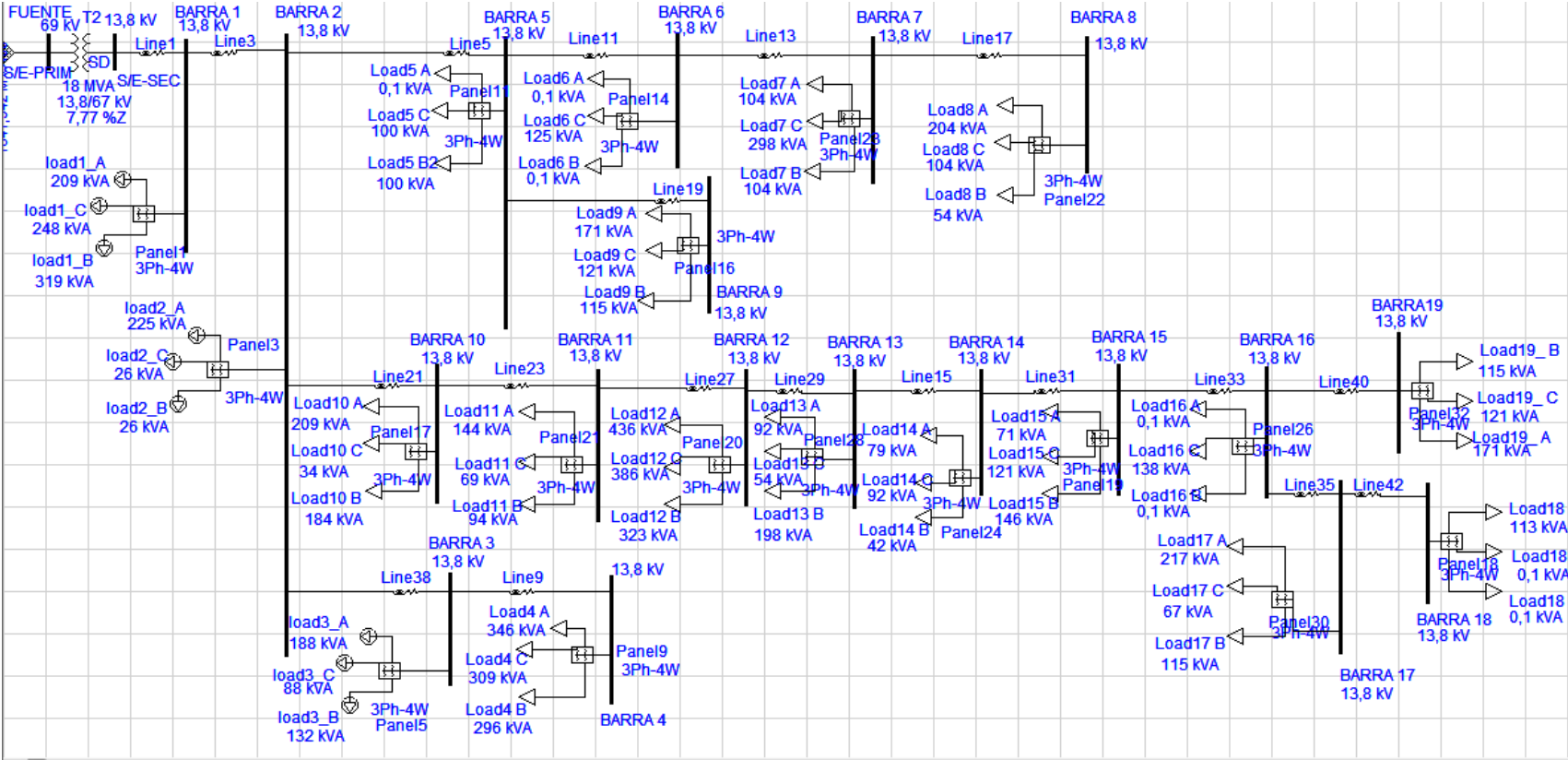
nFin/TasasInteres/Indice.htm. [Último acceso: 28 Enero 2016].

ANEXOS

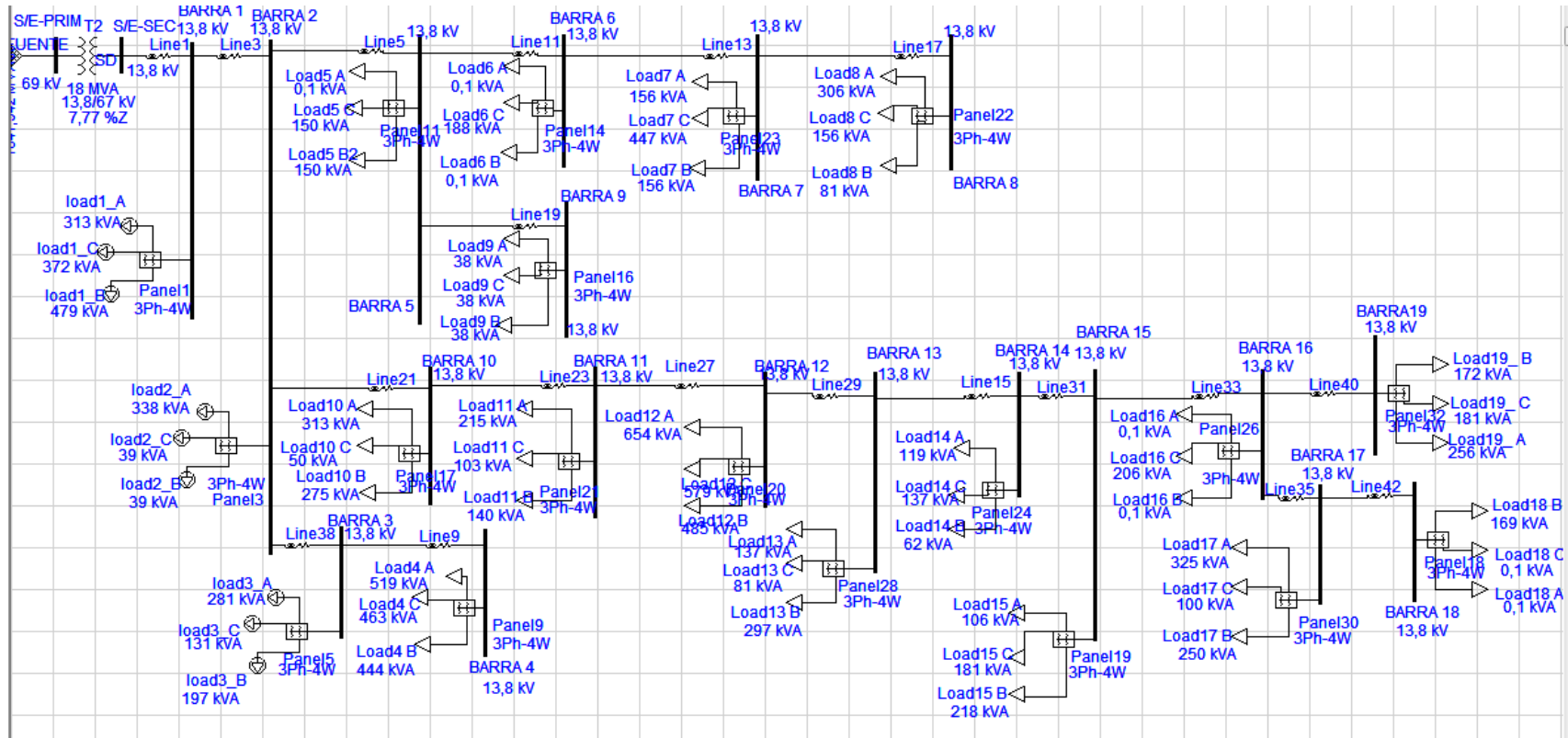
José castillo 13.8kV, 25%



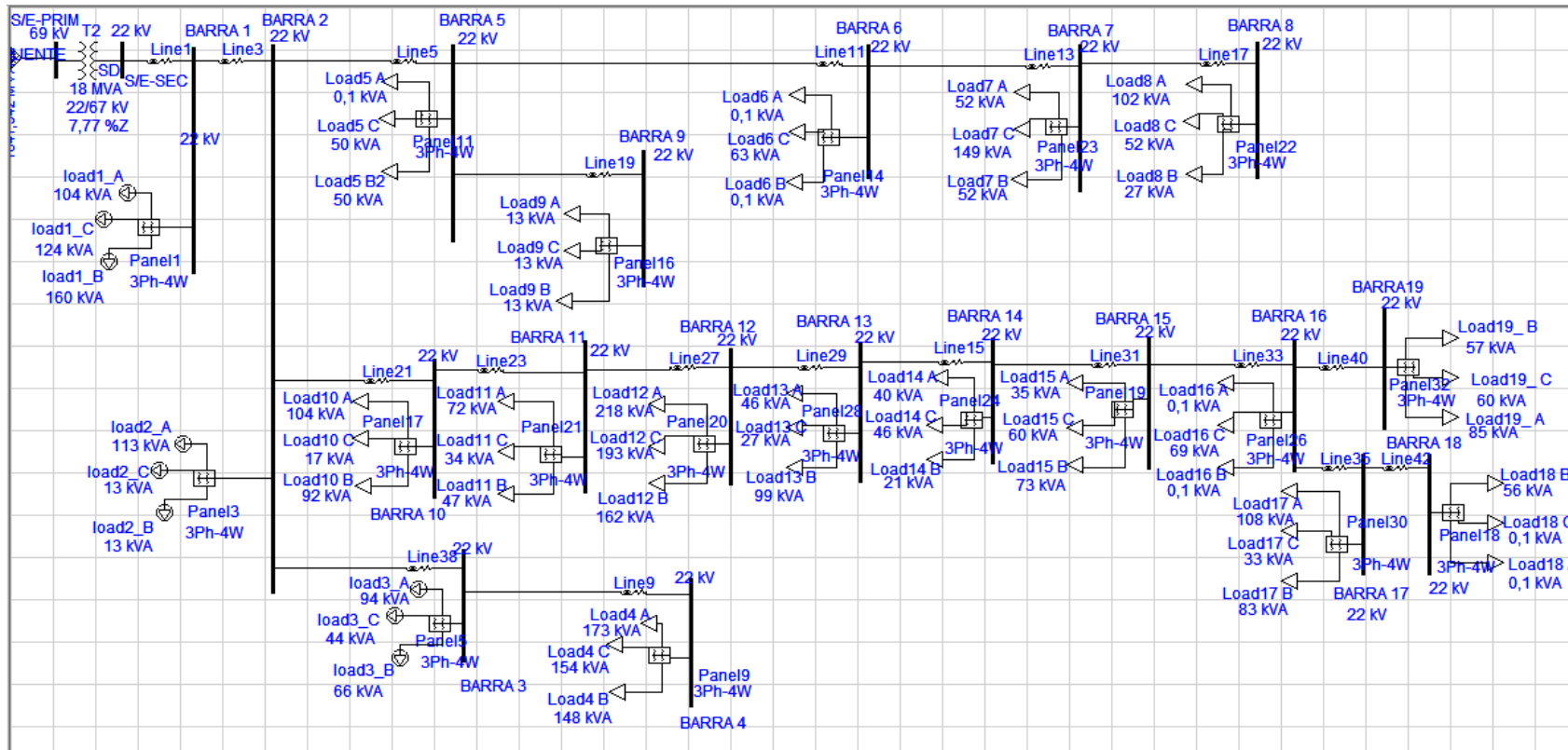
José castillo 13.8kV, 50%



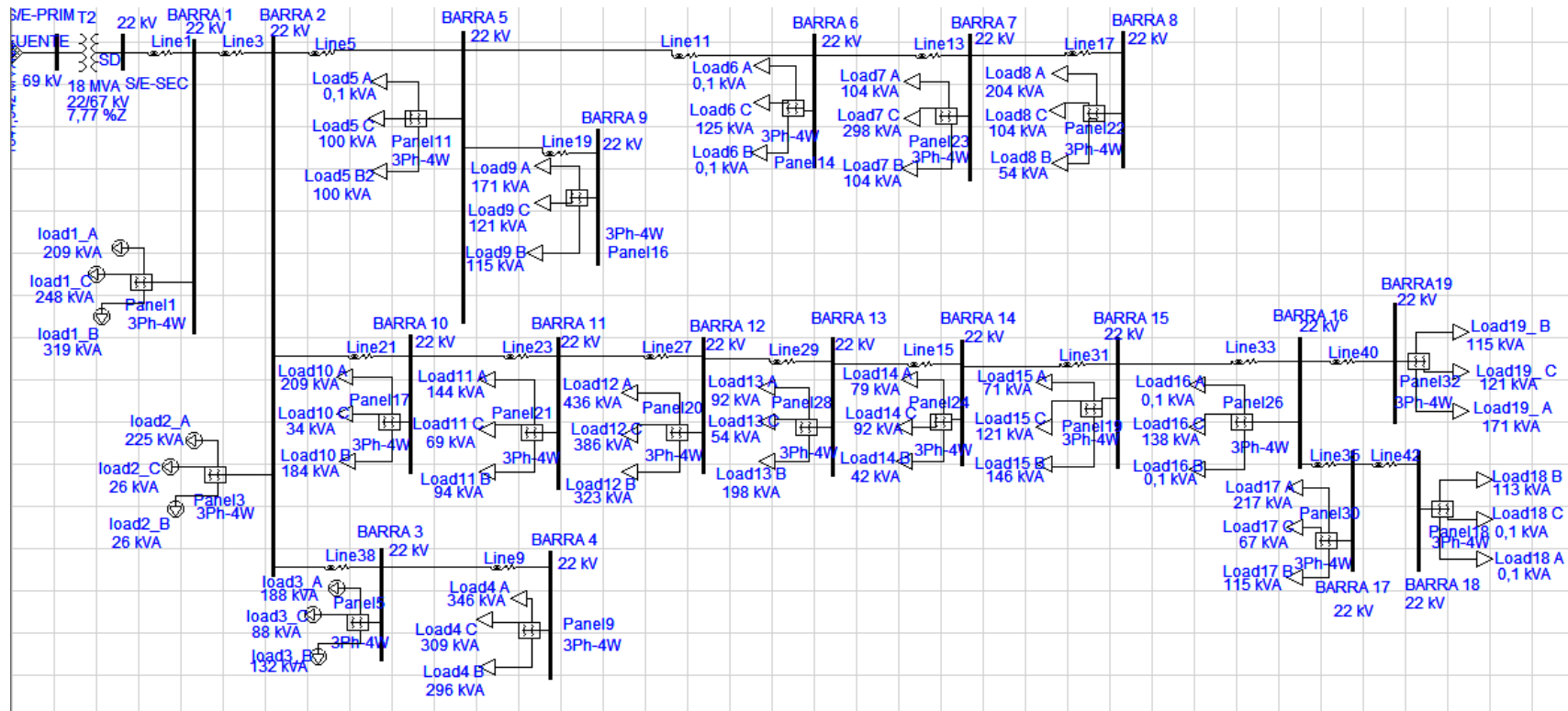
José castillo 13.8kV, 75%



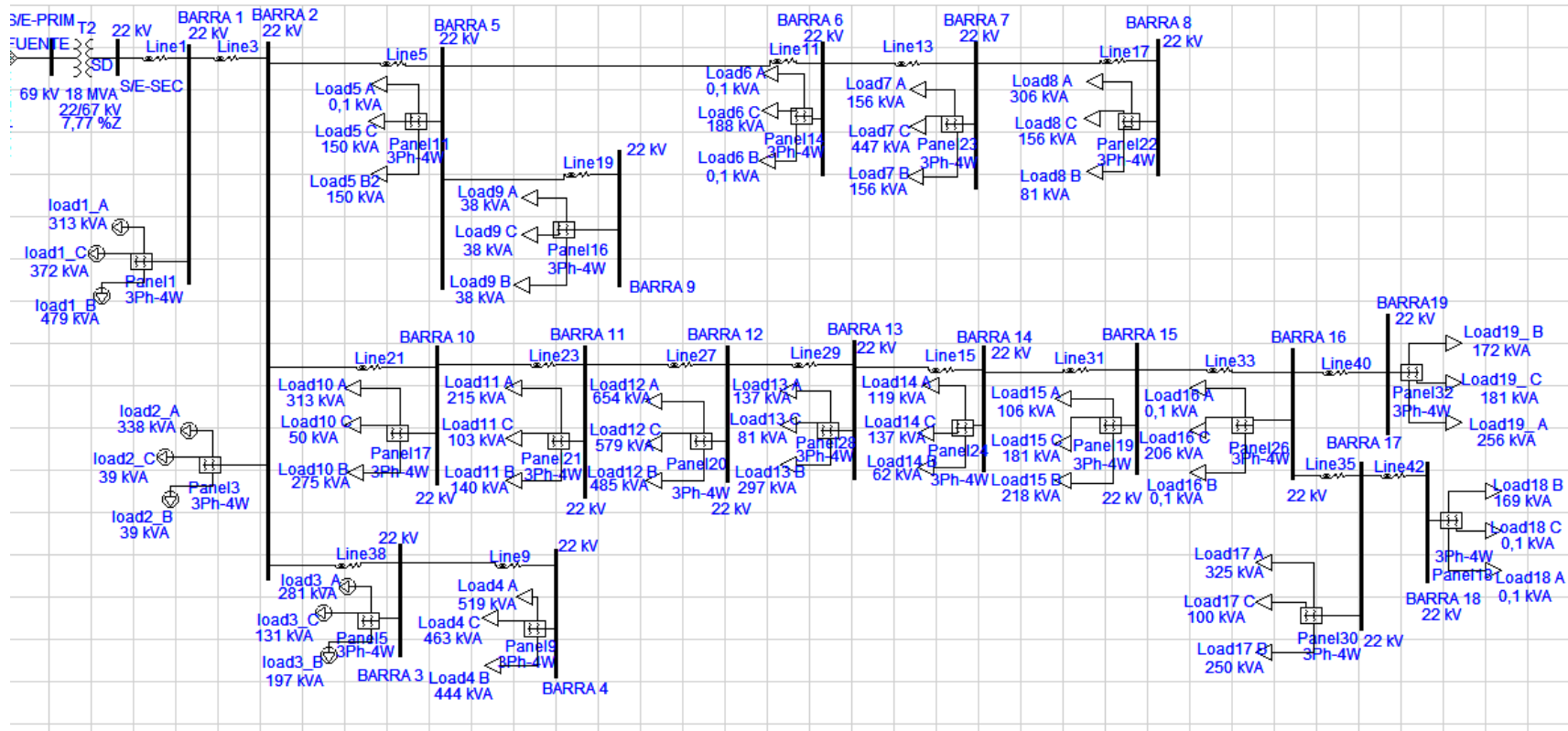
José castillo 22kV, 25%



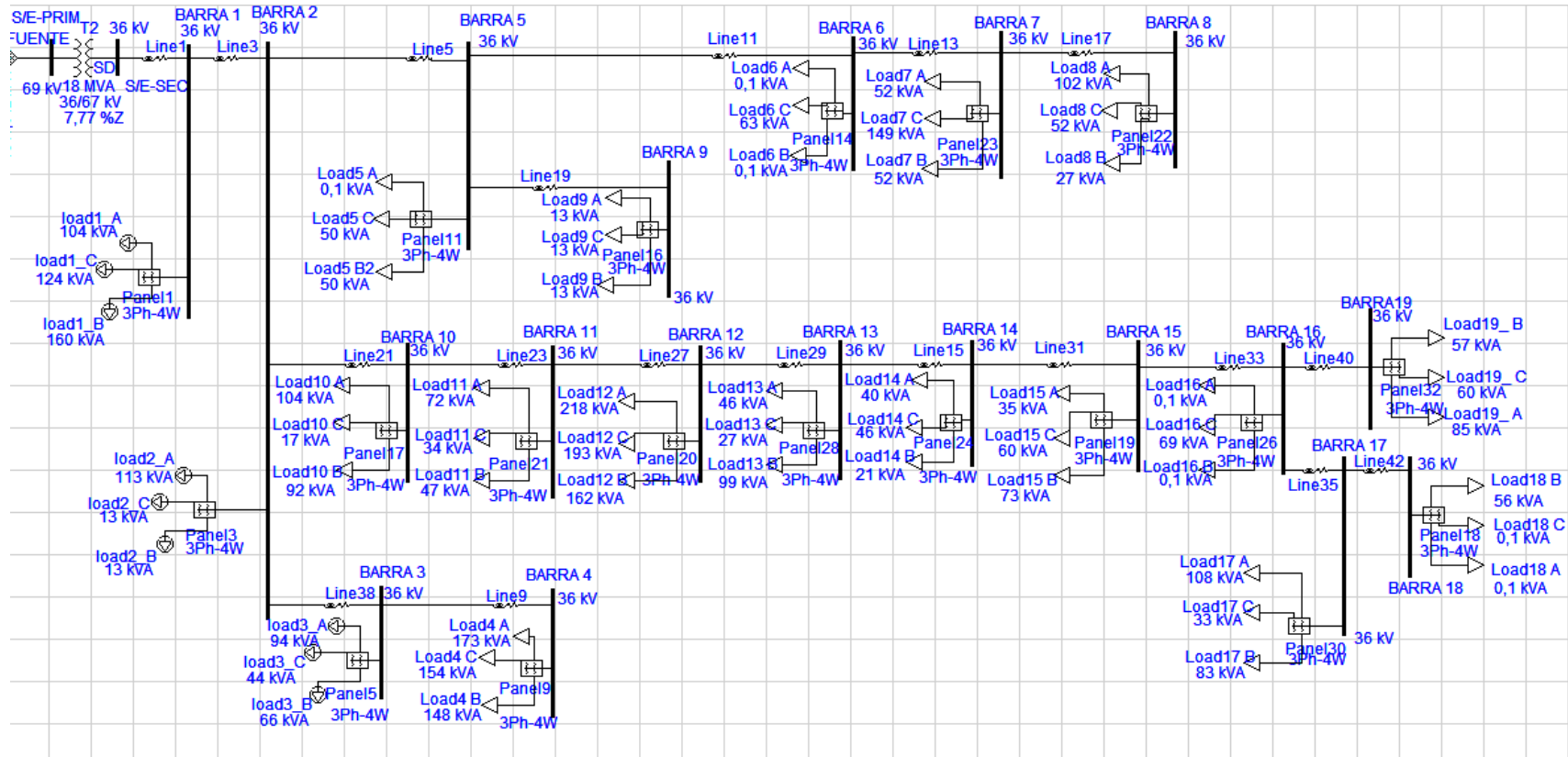
José castillo 22kV, 50%



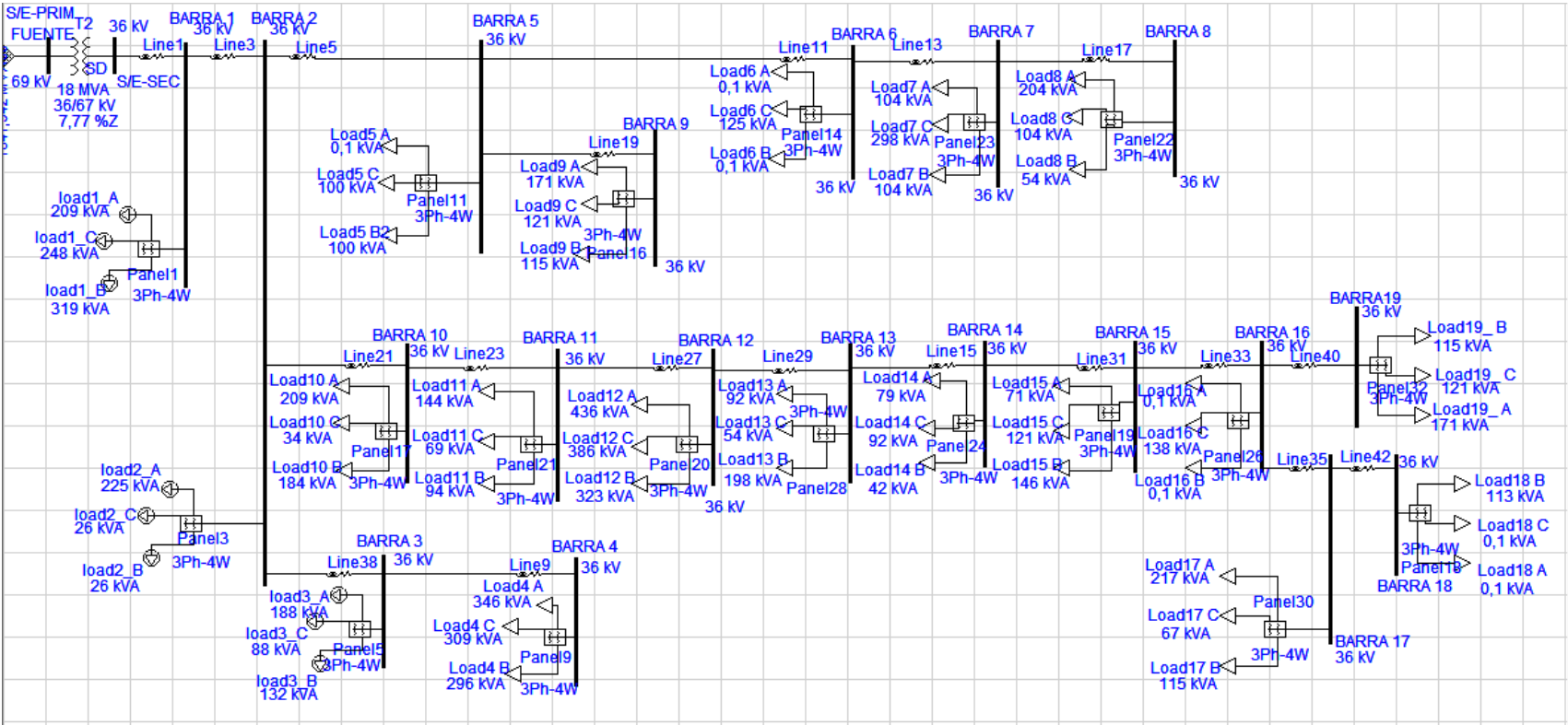
José castillo 22kV, 75%



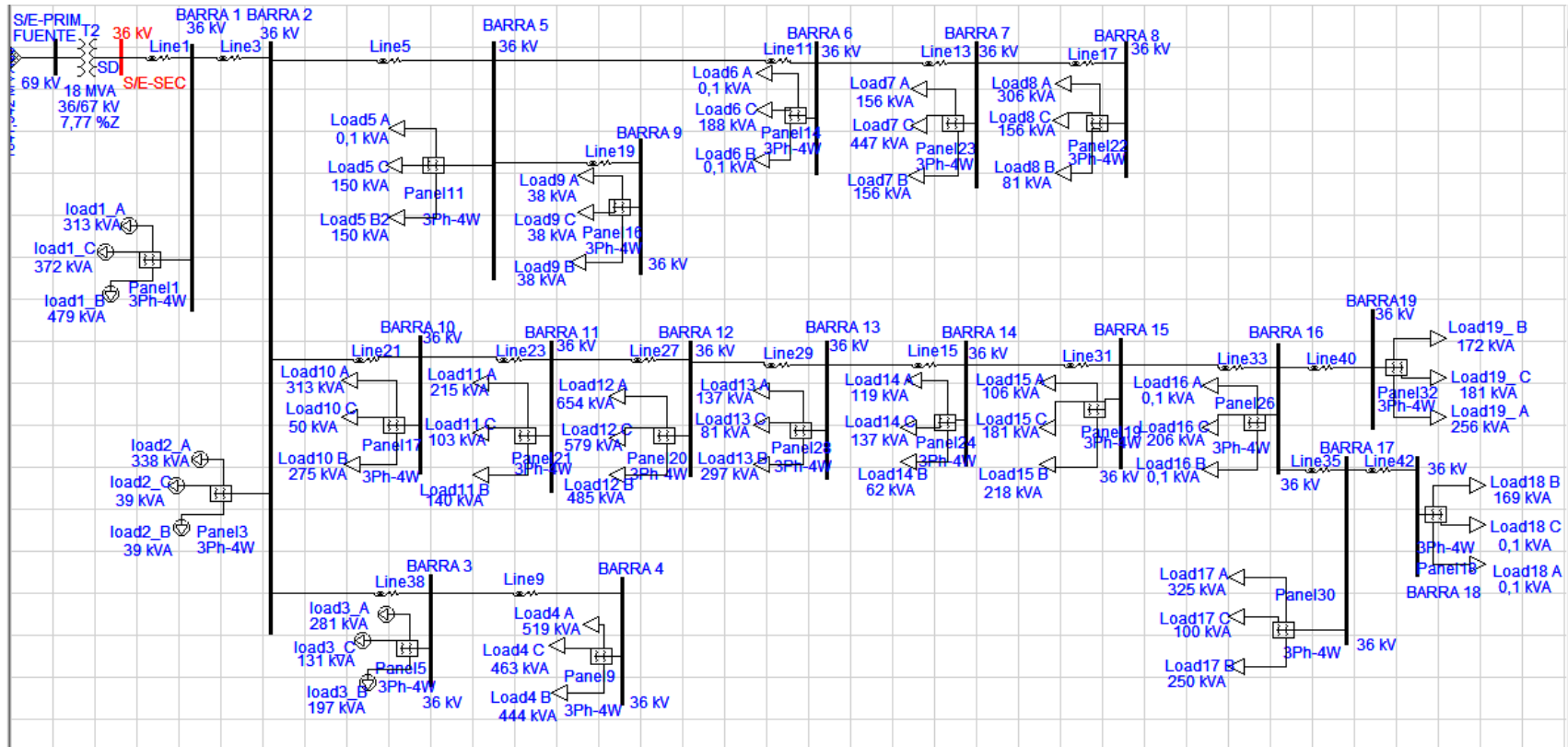
José castillo 36kV, 25%



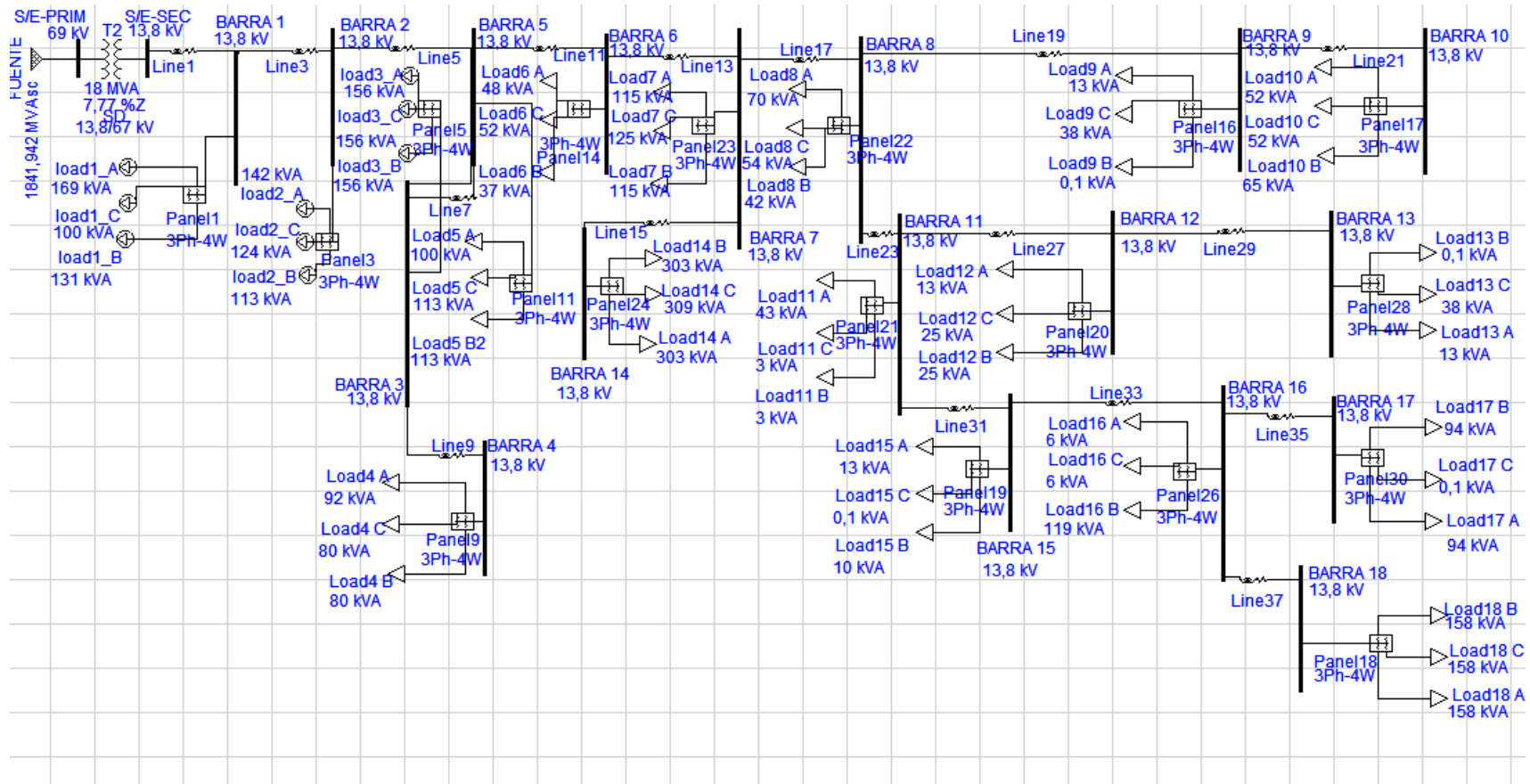
José castillo 36kV, 50%



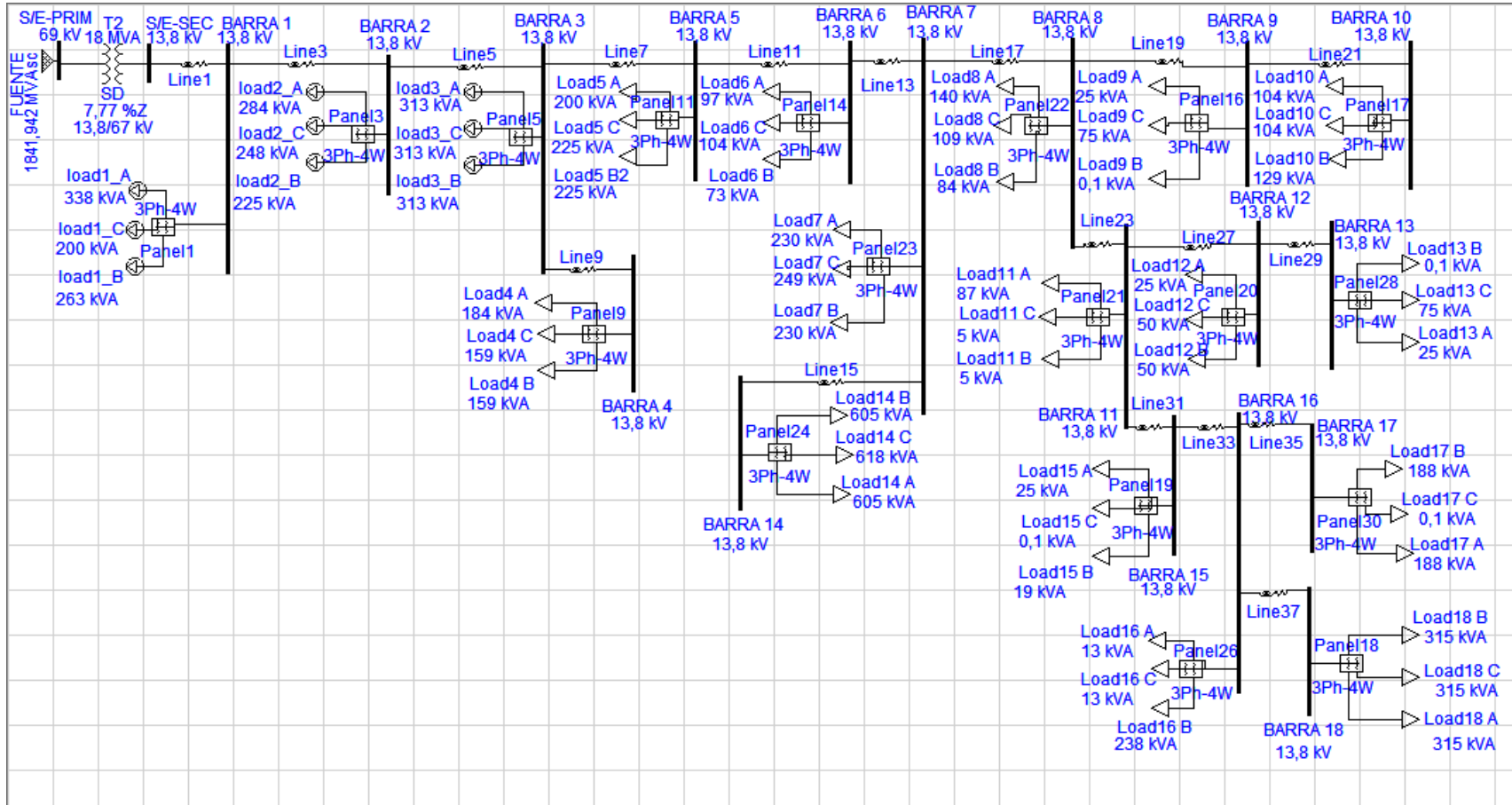
José castillo 36kV, 75%



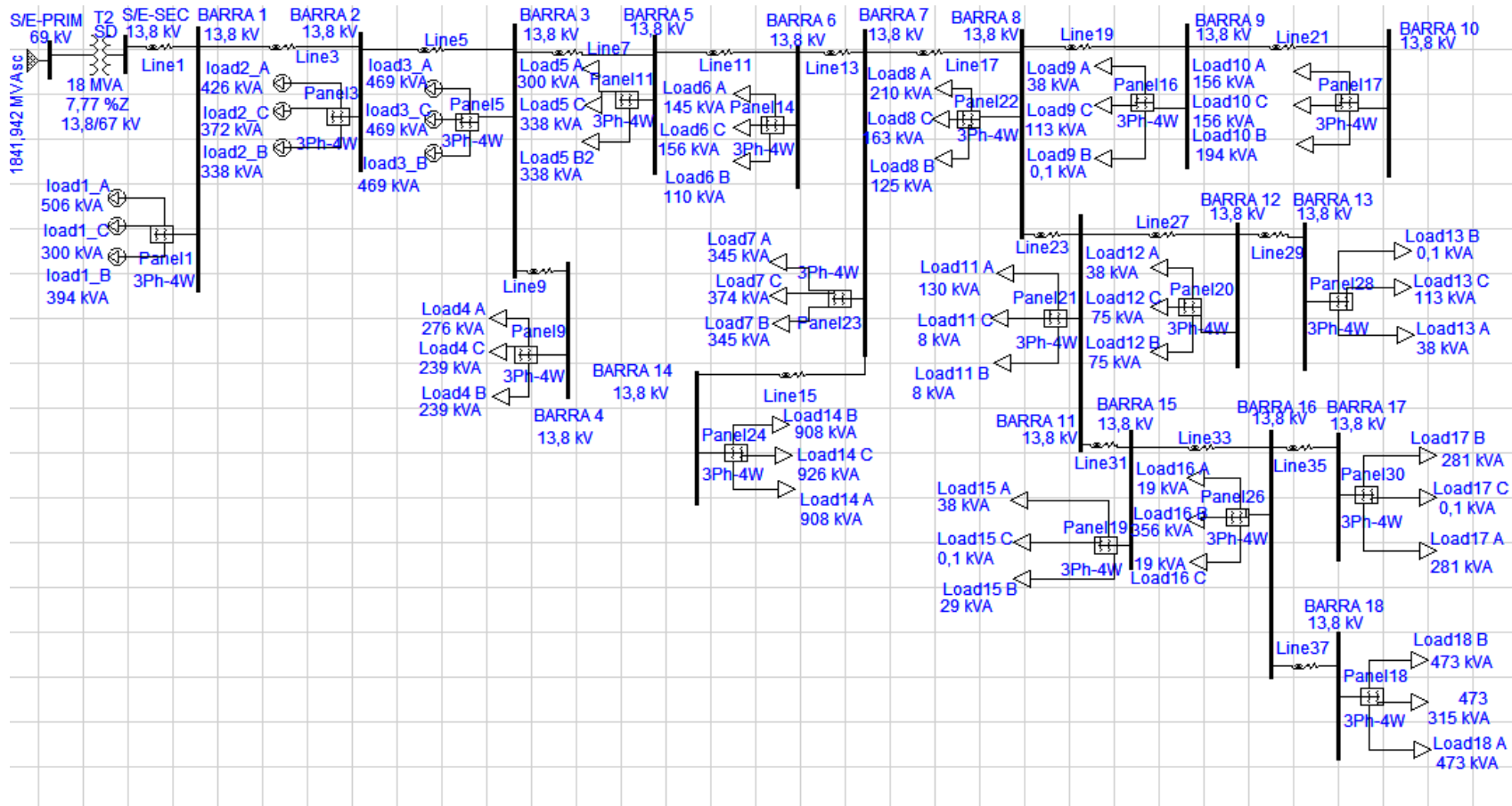
Urdenor 13,8kV 25%



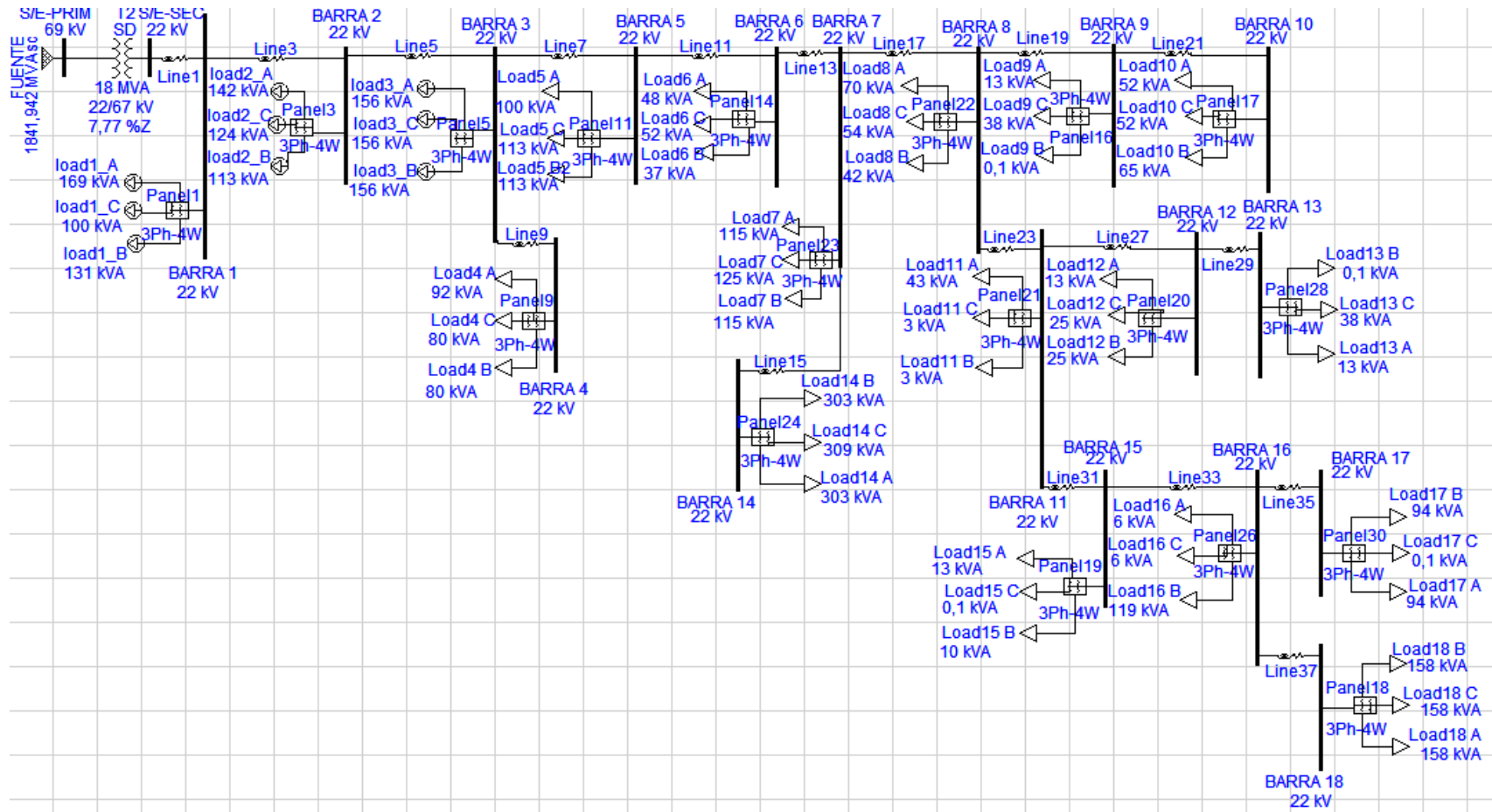
Urdenor 13,8kV 50%



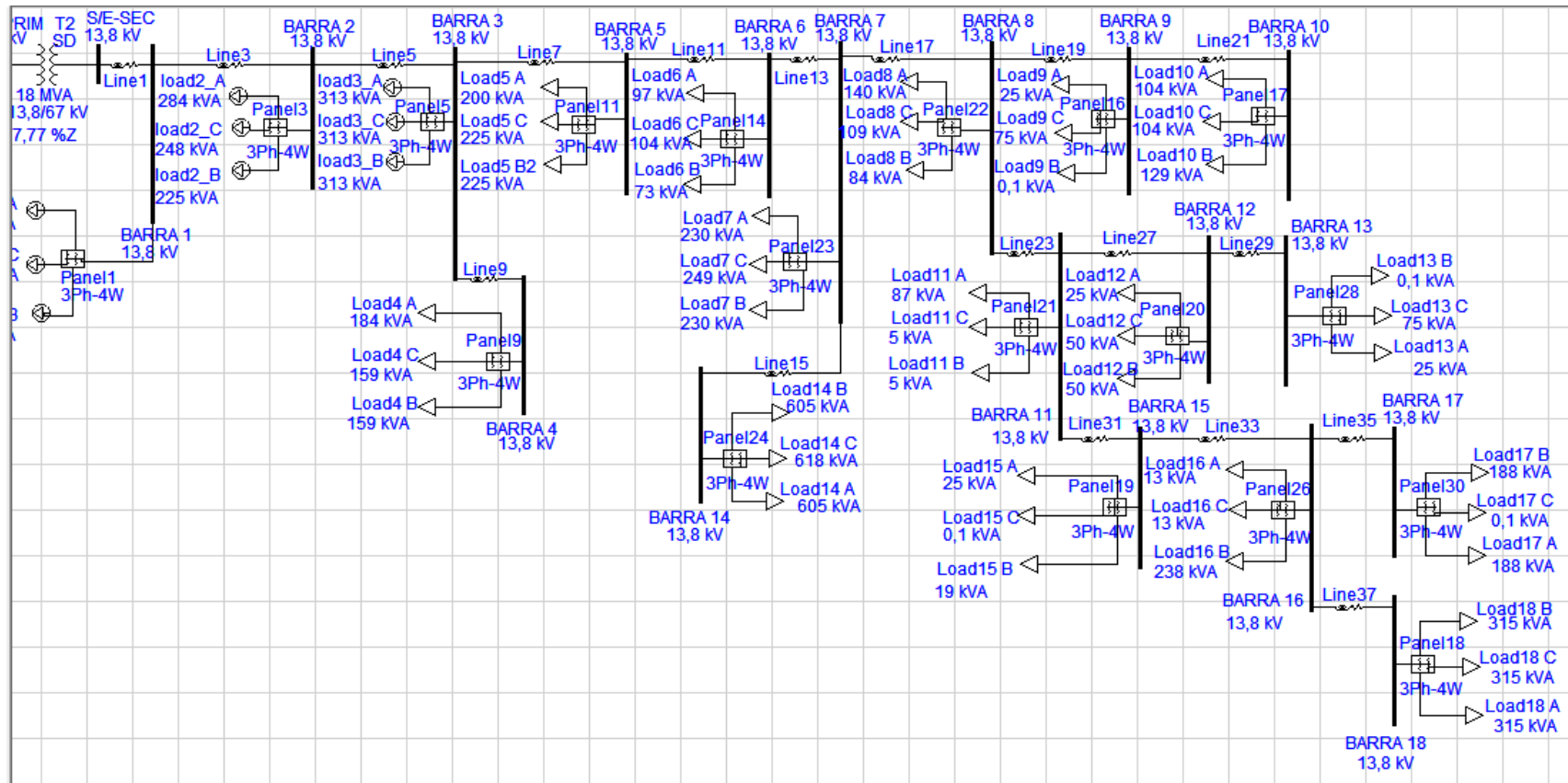
Urdenor 13.8kV 75%



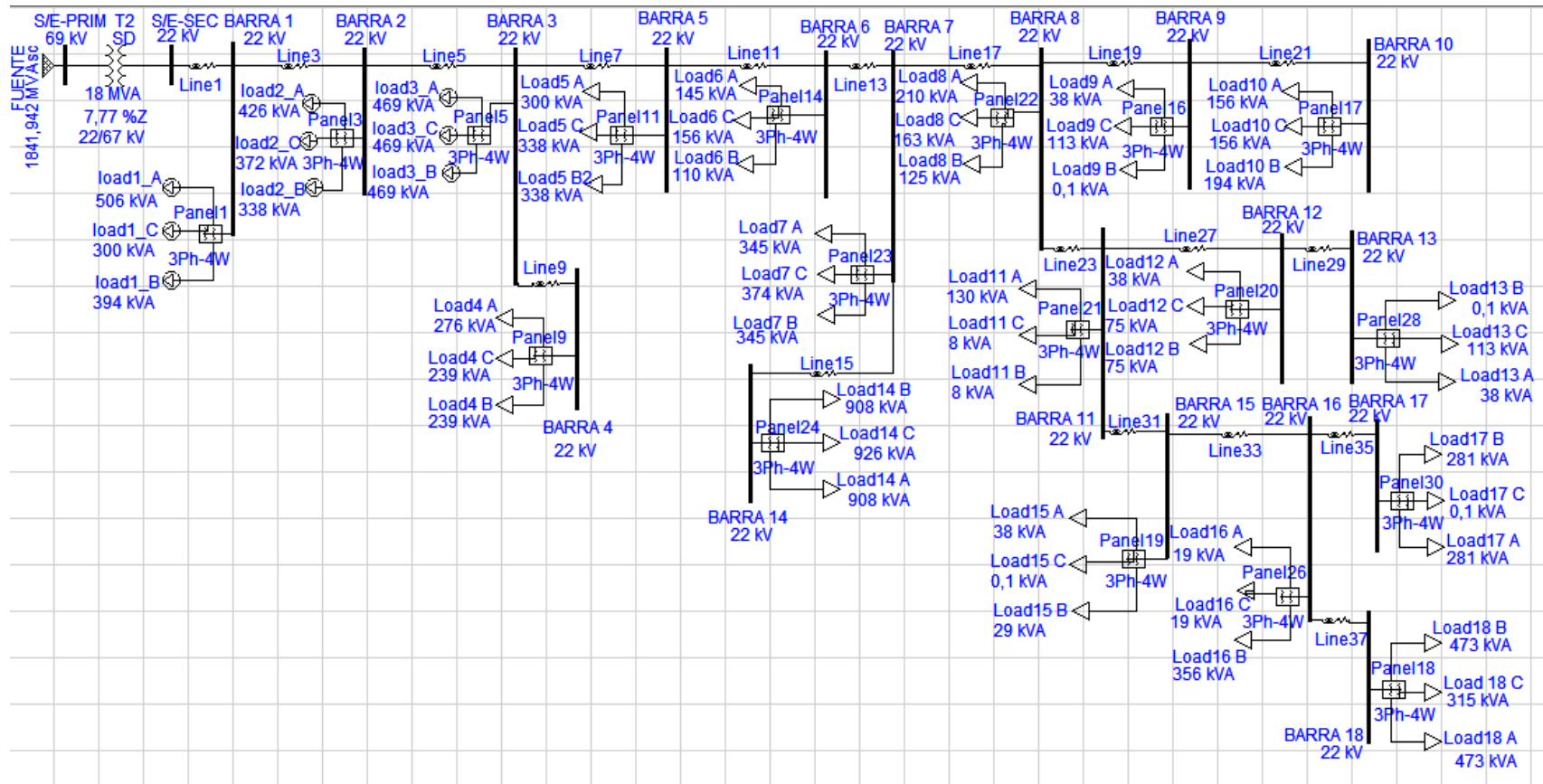
Urdenor 22kV 25%



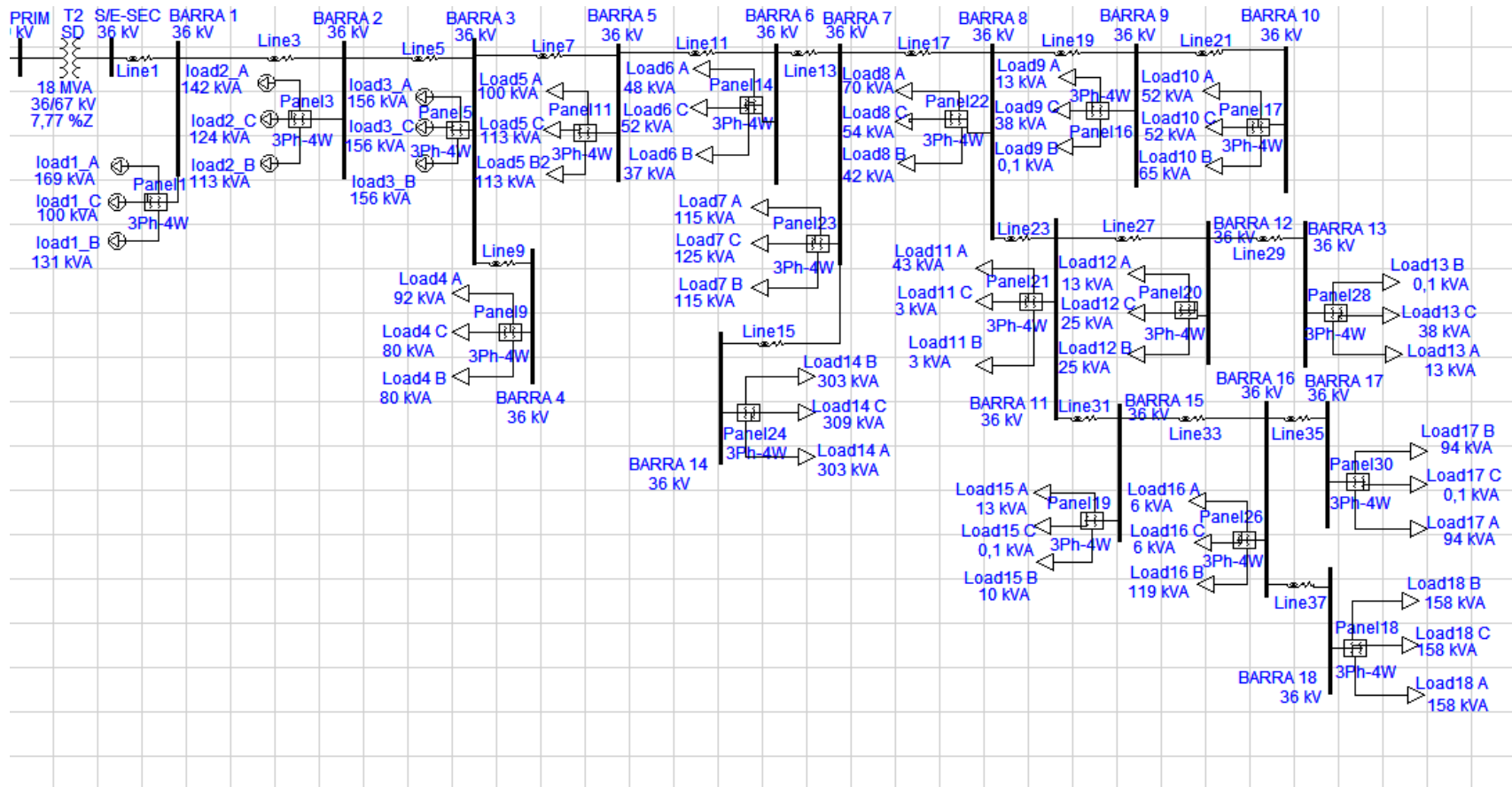
Urdenor 22kV 50%



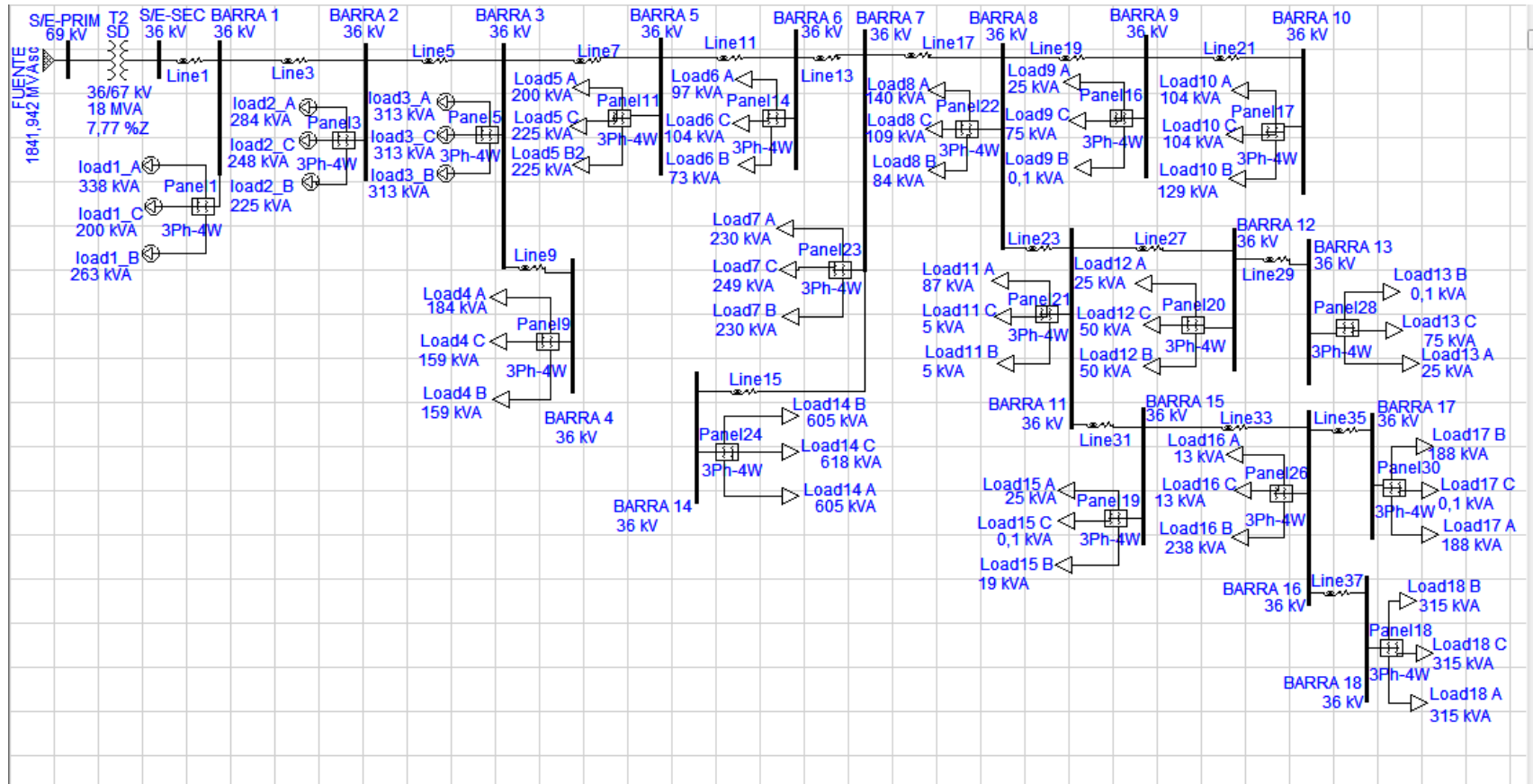
Urdenor 22kV 75%



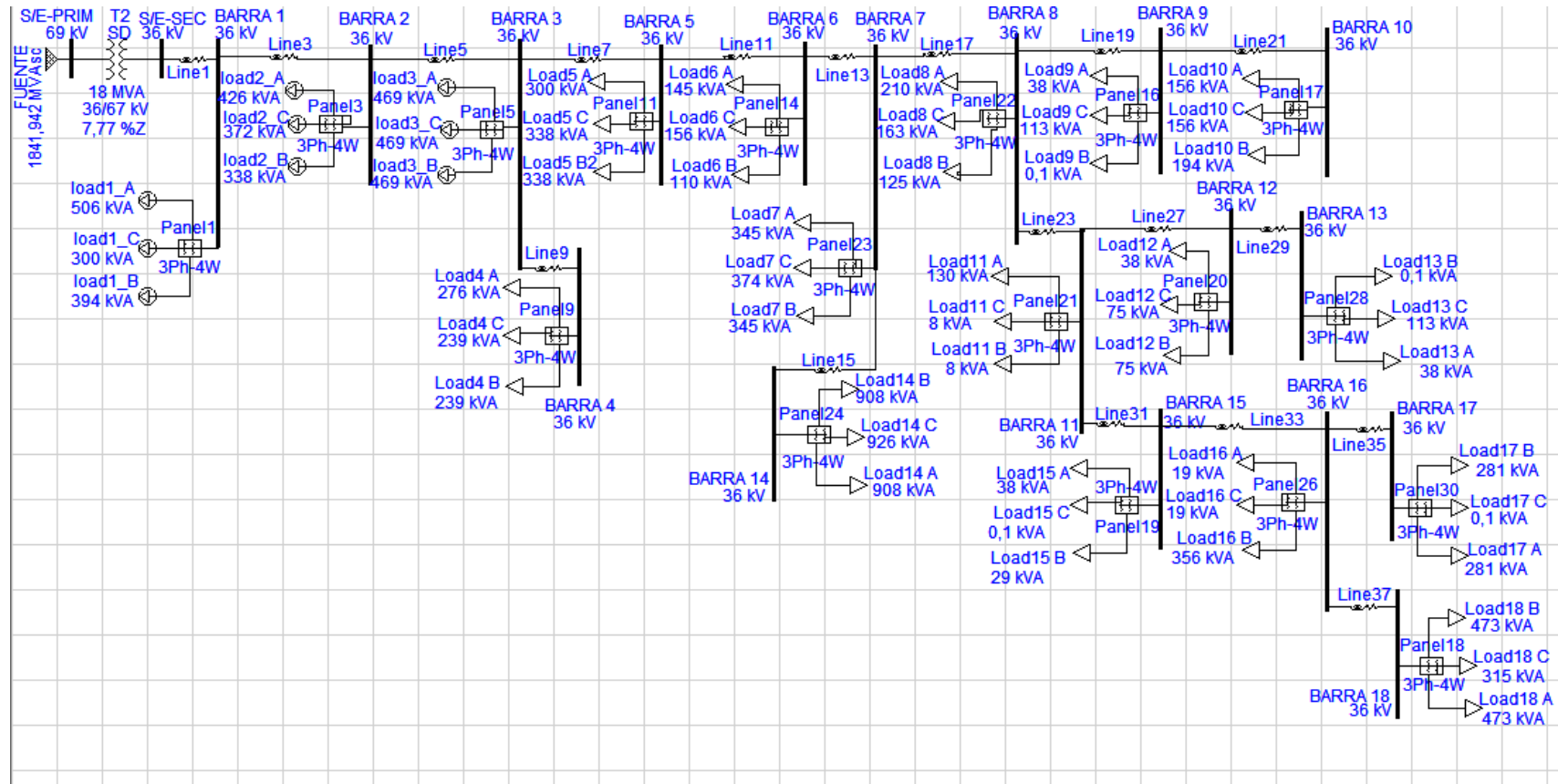
Urdenor 36kV 25%



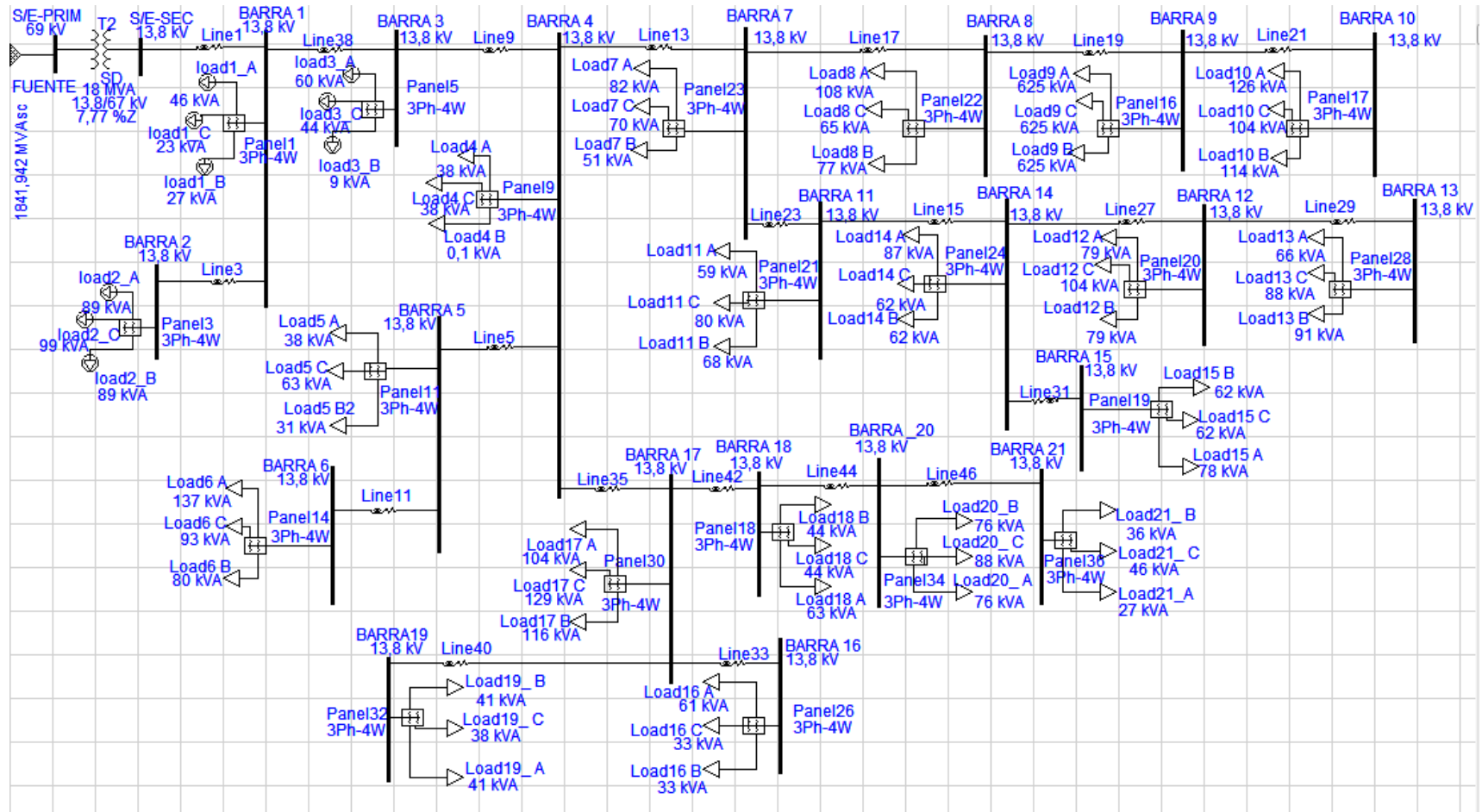
Urdenor 36kV 50%



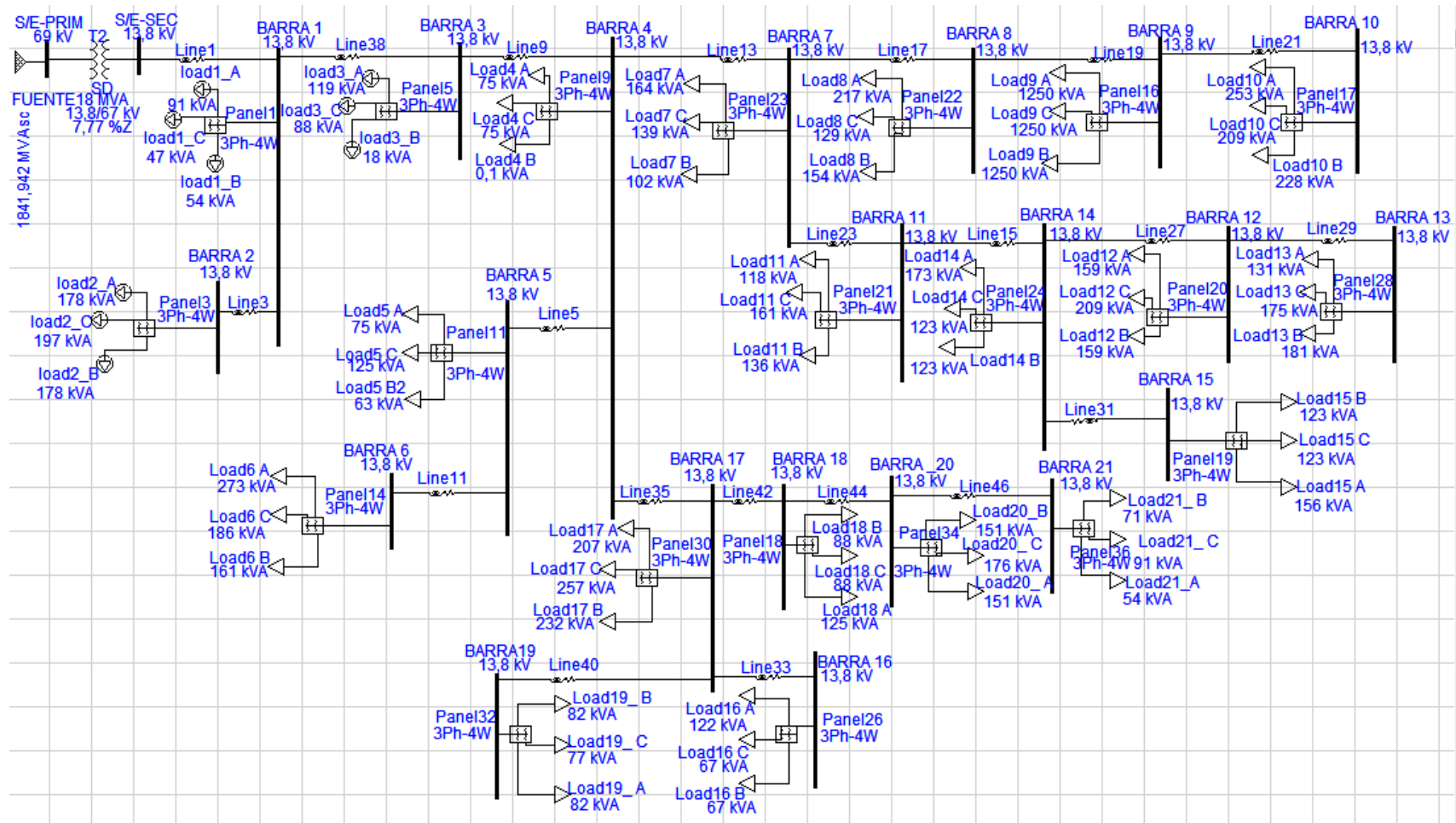
Urdenor 36kV 75%



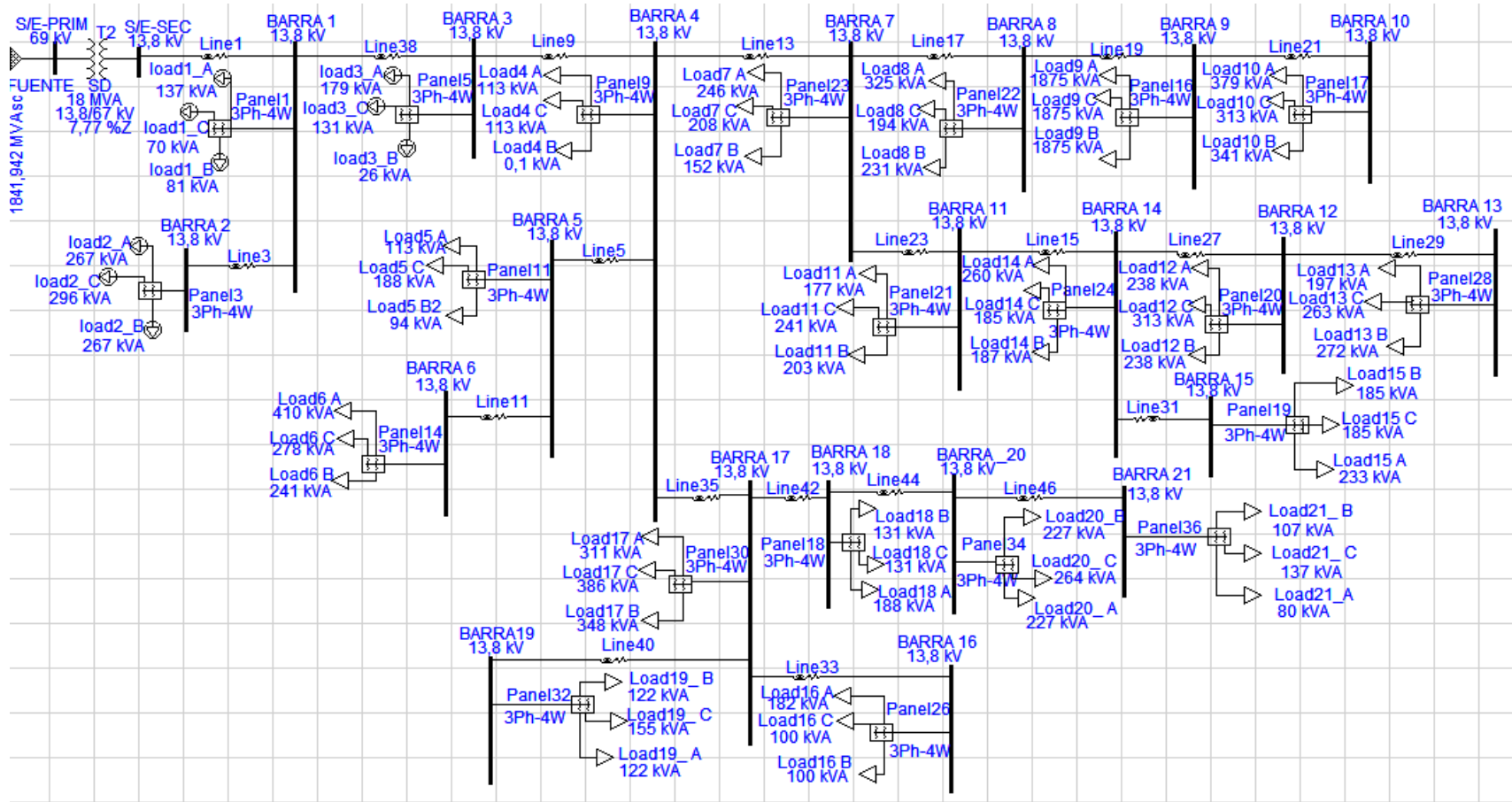
Plaza del sol 13.8kV 25%



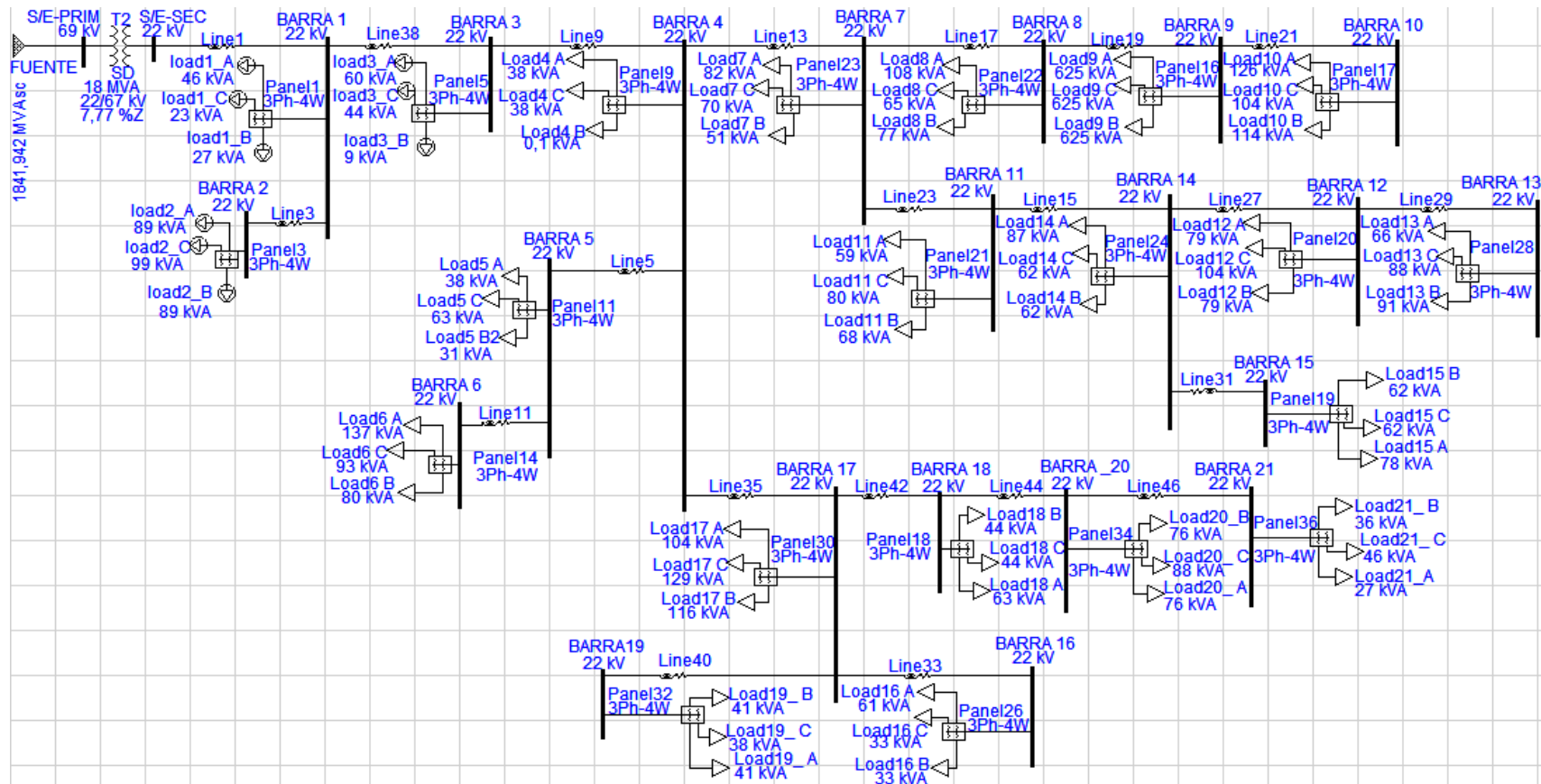
Plaza del sol 13.8kV 50%



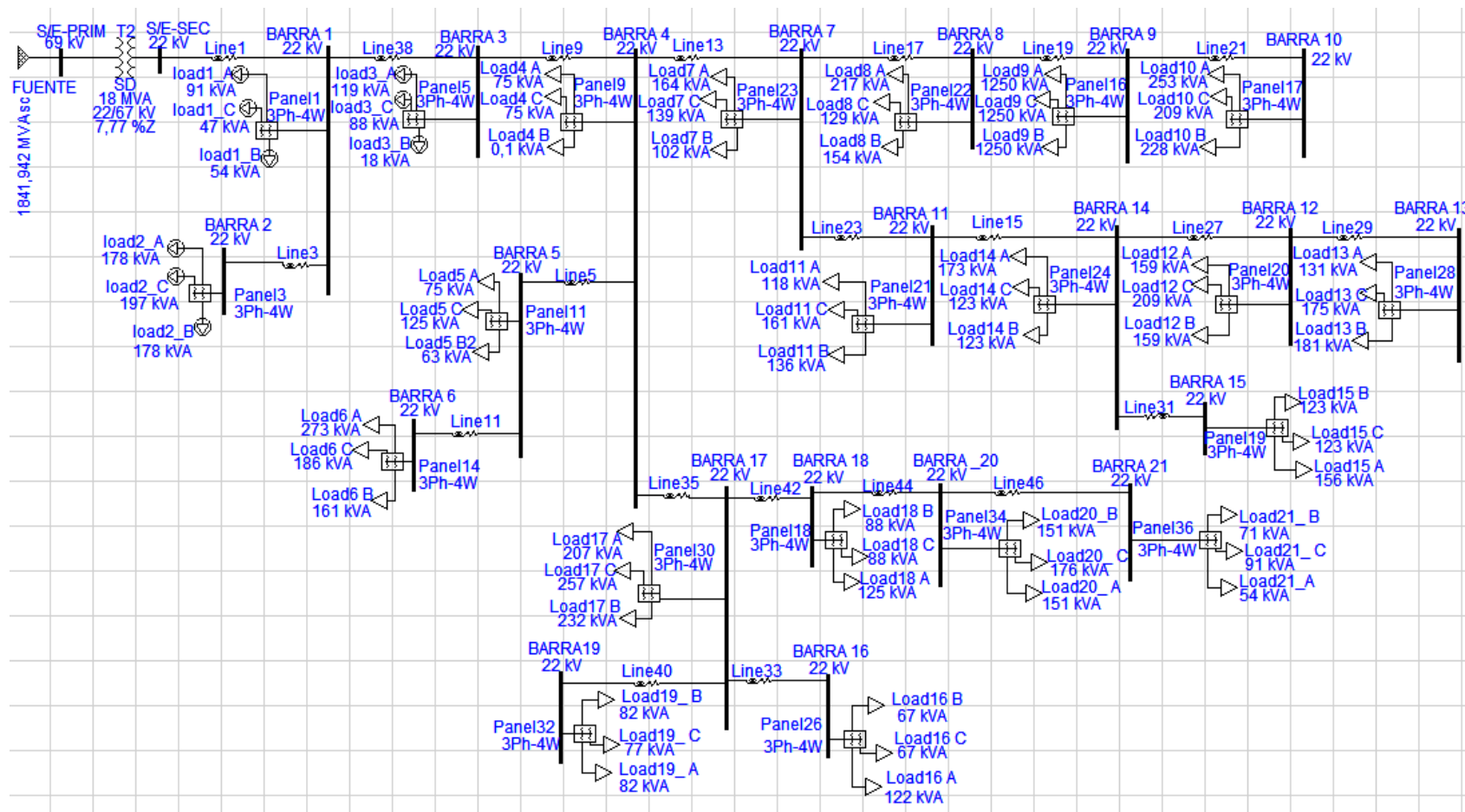
Plaza del sol 13.8kV 75%



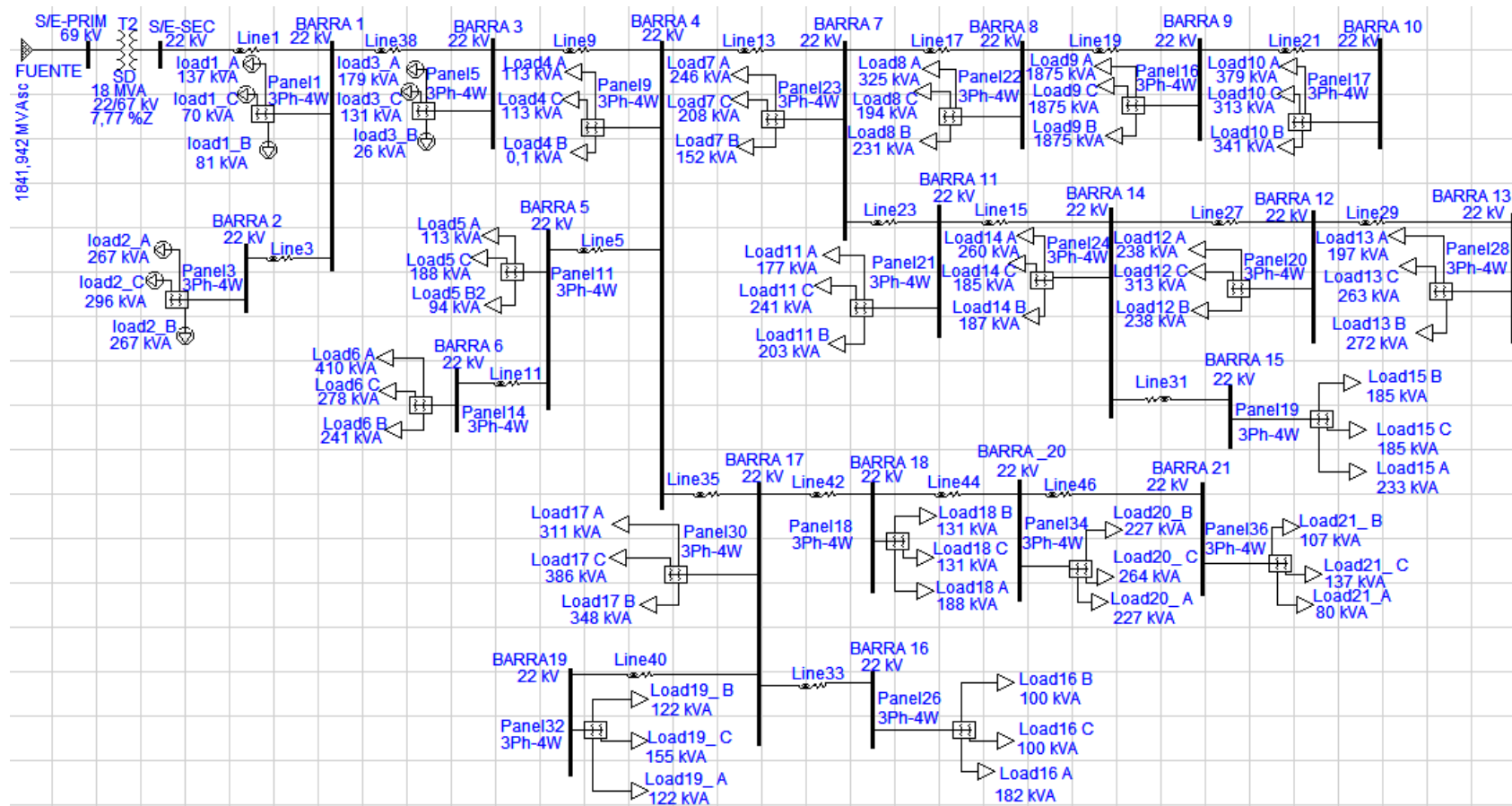
Plaza del sol 22kV 25%



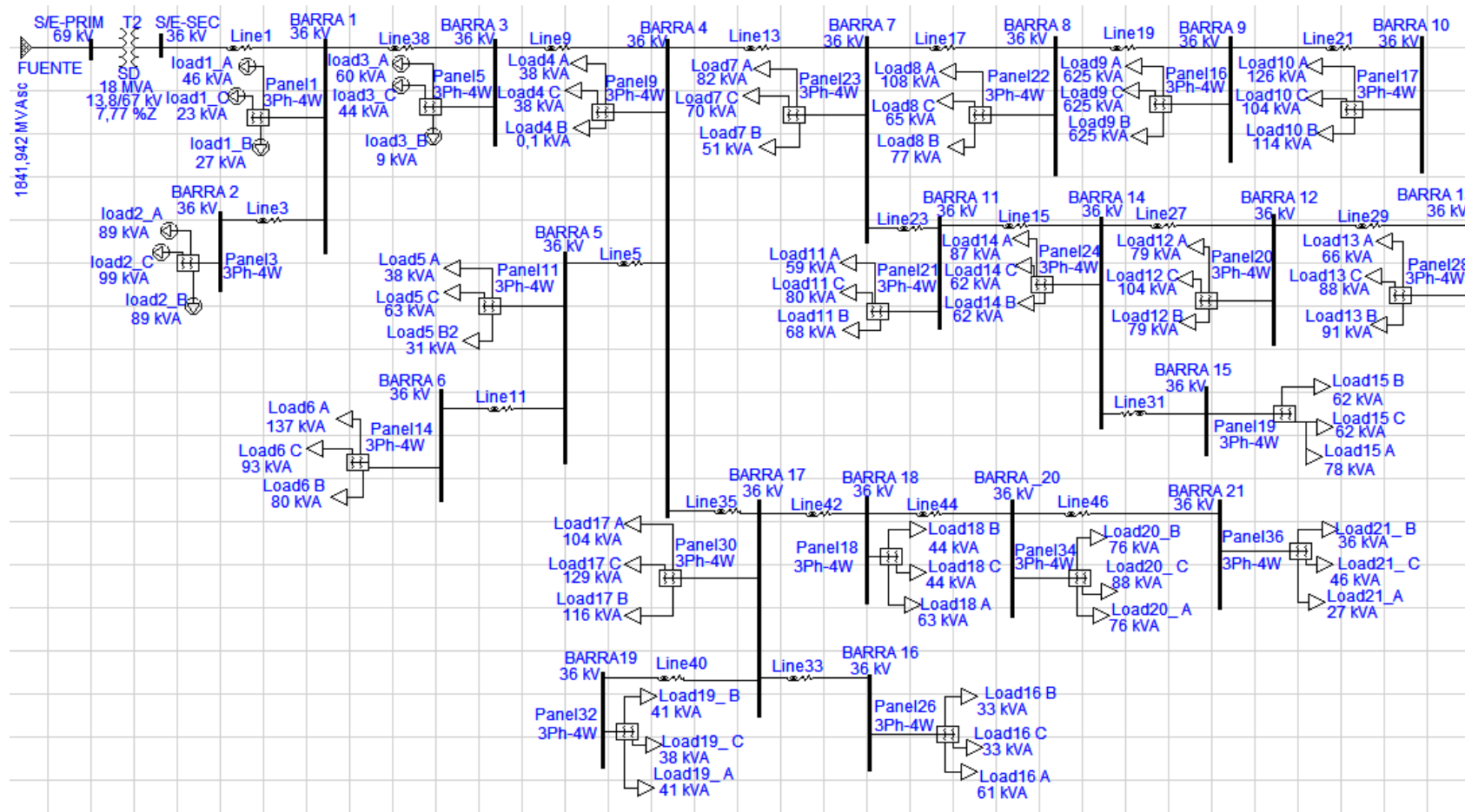
Plaza del sol 22kV 50%



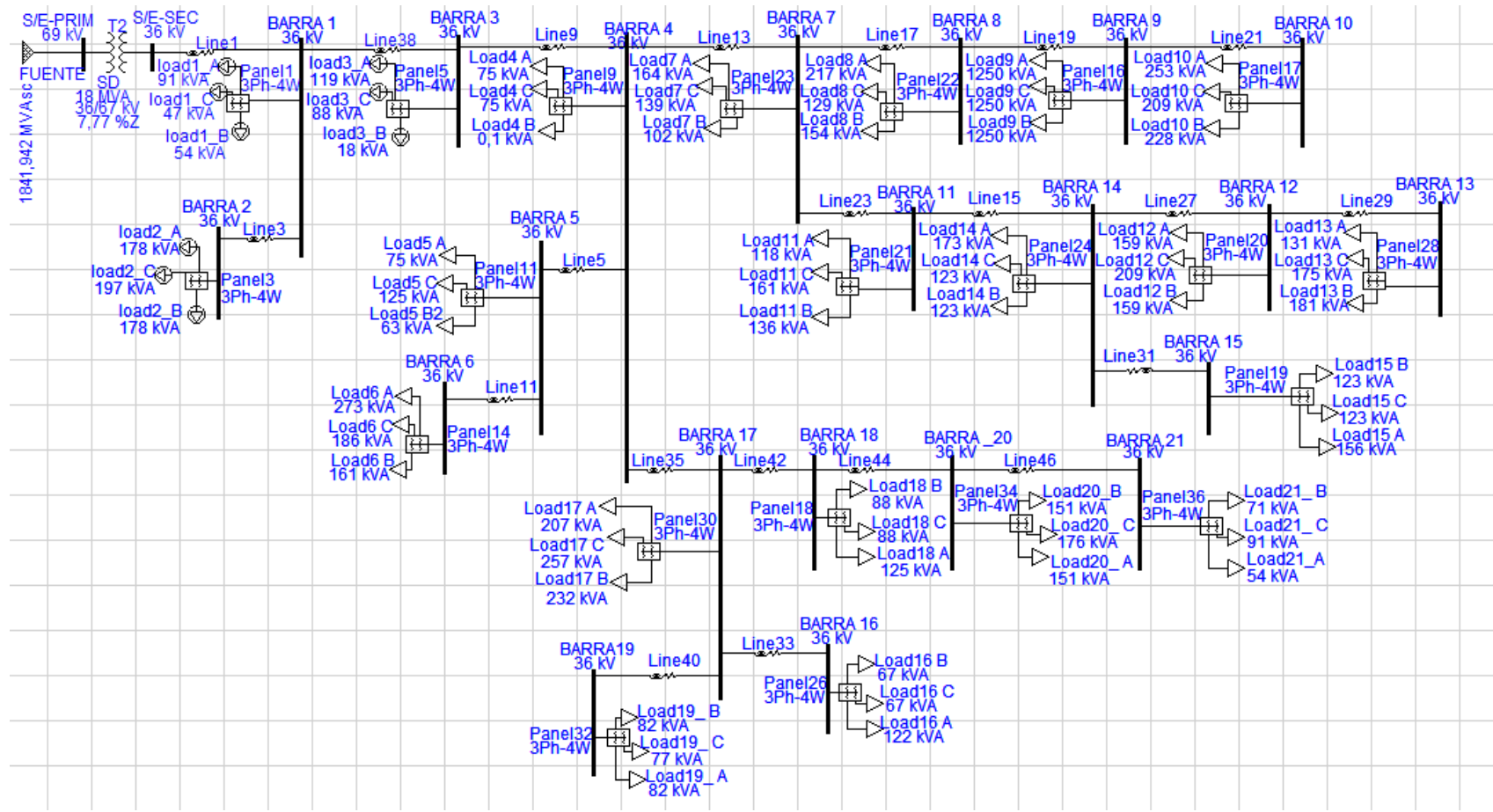
Plaza del sol 22kV 75%



Plaza del sol 36kV 25%



Plaza del sol 36kV 50%



Plaza del sol 36kV 75%

