



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA IMPLEMENTACIÓN DE
NUEVOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A 22kV Y 36kV”

INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

KEVIN ARMANDO VILLOA VERA

RICHARD JAVIER PALADINES ZURITA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTO

Agradezco de todo corazón primeramente a Dios por haberme permitido culminar con éxito mis estudios universitarios.

A mis padres que han sido un pilar fundamental en mi vida para poder estar en donde me encuentro actualmente. Ellos han sido mi inspiración a la superación y a seguir adelante cada día a pesar de las dificultades que se presenten.

Kevin Armando Villao Vera

Primeramente agradezco a Dios por darme salud y vida. Agradezco a mis padres por brindarme todo su apoyo tanto moral como espiritual, agradezco a mis profesores que transmitieron sus conocimientos e hicieron que me esforzara día tras día.

Richard Javier Paladines Zurita

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a Dios por darme la fortaleza de seguir adelante y de haberme dado la inteligencia necesaria para conseguir mi título, también va dedicado a mis padres que han sido el pilar fundamental en este camino sabiéndome apoyar como lo han hecho a lo largo de lo que llevo de vida inculcándose siempre a seguir adelante con buenos valores y principios.

Kevin Armando Villao Vera

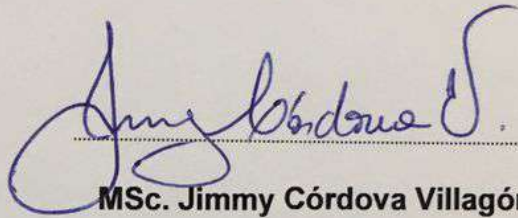
Dedico este trabajo a Dios por darme salud y vida. A mis padres Leonardo Paladines Román y Ana Zurita Becerra por sus buenos consejos, su dedicación, su comprensión, paciencia y por estar siempre a mi lado en este largo camino. A mis hermanos Leonardo Paladines y Freddy Paladines. A todos ellos va dedicado este trabajo.

Richard Javier Paladines Zurita

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



.....
MSc. Douglas Aguirre Hernández
PROFESOR EVALUADOR



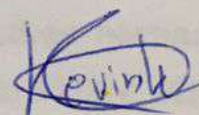
.....
MSc. Jimmy Córdova Villagómez
PROFESOR EVALUADOR

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"



Richard Javier Paladines Zurita



Kevin Armando Villao Vera

RESUMEN

El presente proyecto tiene como finalidad hacer un estudio de viabilidad en nuevos sistemas de distribución a implementar a 22kV y 36kV para un sector de Guayaquil, se ha tomado de referencia la barra El Policentro, ésta información fue suministrada por la CNEL-EP, haciendo uso de herramientas computacionales para realizar el estudio de diseño y el análisis de flujo de potencia y el análisis económico.

Para el análisis con un nivel de voltaje a 22kV se toma de referencia la Homologación de las unidades de propiedad (UP) en sistemas de distribución de energía eléctrica impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; y para el nivel de voltaje a 36kV se toma en cuenta la Norma técnica Boliviana NT CRE 004.

El capítulo 1 muestra información estadística relacionada con el consumo y producción de energía eléctrica comparando varios países con el Ecuador, adicionalmente también se muestran datos del consumo de la energía eléctrica, precio del petróleo y precio de la energía eléctrica.

El capítulo 2 da a conocer los elementos con sus respectivas normas que son colocados en un sistema de distribución a un nivel de voltaje de 13.8kV, 22kV Y 36kV, adicional muestra las distancias de seguridad.

El capítulo 3 presenta los estudios de flujo de potencia que son necesarios para hacer un análisis comparativo entre los niveles de voltaje de 13.8kV, 22kV y 36kV en donde el dato más importante son las pérdidas de energía que van a ser utilizadas en el capítulo 4. Todos estos resultados fueron determinados con el software ETAP12.6 versión de prueba.

El capítulo 4 presenta diferentes análisis económicos comparativos en donde se hace una diferencia de inversión entre el voltaje 13.8kV Y 22kV; y otro con 13.8kV Y 36kV que luego se comparan con la diferencia de pérdidas ya calculadas en el capítulo 3, a esto se lo llama ahorro, donde la rentabilidad del proyecto en diferentes situaciones se evaluará por medio del cálculo del VAN “Valor Actual Neto” y la TIR “Tasa Interna de Retorno”.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
CAPÍTULO 1.....	1
1 ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS DEL CONSUMO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ECUADOR Y DEL MUNDO	1
1.1 Estadísticas en diferentes países del mundo.....	1
1.2 Estadística comparativa	3
1.3 Estadísticas en el Ecuador	4
1.3.1 Potencias nominal y efectiva	5
1.3.2 Tipos de centrales de generación en el Ecuador	6
1.3.3 Estadística energética 2015	7
1.3.4 Composición energética por empresa	7
1.3.5 Estadísticas anuales del consumo de combustible del S.N.I.....	8
1.3.6 Consumo de combustible año 2015.....	9
1.3.7 Composición del consumo de combustible por empresa.	9
1.3.8 Precio del combustible.....	11
1.3.9 Precio de la energía eléctrica	11
1.4 Pérdidas de energía en distribución.	12
CAPÍTULO 2.....	14
2 NORMAS UTILIZADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	14
2.1 Elementos que constituyen un sistema eléctrico de distribución.....	14
2.1.1 Transformador de potencia.....	14
2.1.2 Aisladores.....	14
2.1.3 Postes	15

2.1.4	Crucetas	15
2.1.5	Herrajes de postes y línea	16
2.1.6	Conductor	16
2.2	Tipos de estructuras	17
2.2.1	Estructura centrada pasante	17
2.2.2	Estructura pasante angular	17
2.2.3	Estructura centrada de retención	18
2.2.4	Estructura centrada de doble retención	19
2.2.5	Estructura en volado pasante o tangente	19
2.2.6	Estructuras de volado angular	20
2.3	Distancias mínimas de seguridad para redes de media tensión	21
2.3.1	Distancias de seguridad entre conductores y edificaciones	21
2.3.2	Distancia mínima de seguridad con camiones o equipos eléctricos	22
2.3.3	Distancias mínimas entre viviendas y carreteras	23
2.3.4	Distancias mínimas de seguridad en cruces	23
2.3.5	Distancias mínimas a lo largo de las calles	24
CAPÍTULO 3	25
3	ESCENARIOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	25
3.1	Análisis del alimentador de distribución simulado	26
3.1.1	Conductores	26
3.1.2	Postes	26
3.2	Concentración de carga del alimentador	26
3.2.1	Agrupamiento de la carga	27
3.3	Datos para la simulación del alimentador en el software	27
3.3.1	Representación del sistema nacional interconectado	27
3.3.2	Transformador de potencia y distribución	28
3.3.3	Datos de líneas	30
3.3.4	Configuración de las estructuras	31
3.3.5	Carga	32
3.4	Simulación del alimentador de distribución a 400 m de distancia	33
3.4.1	Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 10 MVA	34

3.4.2 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 15 MVA	35
3.4.3 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 10 MVA	36
3.4.4 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 15 MVA	37
3.4.5 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 10 MVA	38
3.4.6 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 15 MVA	38
3.4.7 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 10 MVA...	39
3.4.8 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 15 MVA...	40
3.4.9 Observaciones de la comparación de pérdidas de potencia	41
3.5 Simulaciones del alimentador de distribución a 200 metros de distancia.....	41
3.5.1 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 10 MVA	42
3.5.2 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 15 MVA	42
3.5.3 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 10 MVA	43
3.5.4 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 15 MVA	43
3.5.5 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 10 MVA	44
3.5.6 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 15 MVA	44
3.5.7 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 10 MVA...	45
3.5.8 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 15 MVA...	46
CAPÍTULO 4.....	48
4 ANÁLISIS COMPARATIVO	48
4.1 Valor anual de pérdidas de energía.....	49
4.2 Inversión y ahorro.....	57
4.3 Análisis económico.....	65
CONCLUSIONES.....	73
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	75
ANEXOS	76

CAPÍTULO 1

1 ANTECEDENTES ESTADÍSTICOS DEL CONSUMO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DEL ECUADOR Y DEL MUNDO

Este capítulo muestra las estadísticas de consumo de energía en kV de algunos países y del Ecuador.

El consumo eléctrico en cada país es cada vez mayor debido al aumento de población y avances tecnológicos que requieren de mayor energía para poder desarrollarse. A medida que transcurren los años se van desarrollando nuevas fuentes de energía para poder satisfacer las demandas de cada usuario, cumpliendo las leyes ambientales de cada país con el objetivo de no contaminar nuestro medio ambiente, a estas fuentes se las conoce como energías renovables. Las principales fuentes de generación de energía eléctrica a nivel mundial son:

- Hidráulica, Térmica, Nuclear

1.1 Estadísticas en diferentes países del mundo

En los años 70 el consumo de electricidad en el mundo era menor de lo que se consume en la actualidad, debido a que la tecnología avanza y los componentes eléctricos son de mayor capacidad, esto también se debe al aumento de habitantes en el mundo cada año.

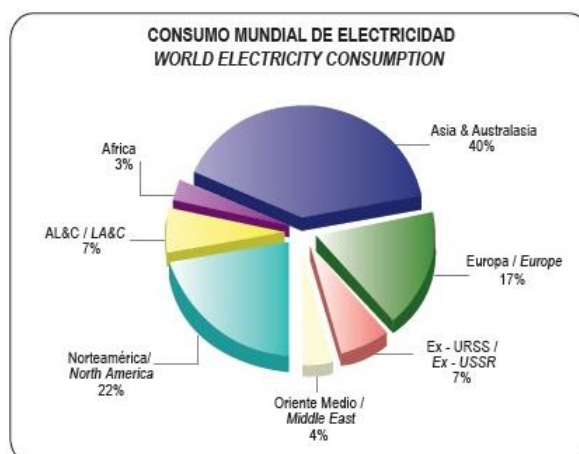


Figura 1.1 Consumo mundial de electricidad [1].

En la Figura 1.1, se puede observar en porcentaje el consumo de electricidad de los diferentes continentes y como resultado el mayor consumidor es el continente asiático debido a que hay mayor cantidad de habitantes, y por el país de China que es una de las potencias mundiales por su tecnología que cada vez mejora y es uno de los países con mayor cantidad de habitantes, el siguiente continente es el norte americano con su país desarrollado que es Estados Unidos que es un país con un gran consumo de electricidad por su avanzada tecnología y su gran número de industrias.

		1985	1995	2005	2012	2013	2014
Electricidad Generada							
En el Mundo	TWH	9955,7174	13258,266	18333,8	22630,4	23184	23536,5
Norte América	TWH	3257,034	4220,655	5113,35	5155,87	5184,03	5202,34
América Central y Sur	TWH	409,51455	641,40108	935,914	1218,78	1255,19	1265,47
Europa y Euroasia	TWH	4109,6562	4348,2554	5126,82	5375,11	5328,93	5242,14
Medio Oriente	TWH	173,925	339,599	624,764	962,755	970,035	1016,64
África	TWH	263,73923	366,84379	561,211	702,449	717,117	729,176
Asia Pacífico	TWH	1741,8485	3341,5119	5971,7	9215,48	9728,7	10080,8
Energía Per Capita							
En el Mundo	t/capita	1,4747317	1,4977535	1,67631	1,77768	1,78818	1,78476
Norte América	t/capita	6,0380365	6,4182669	6,45684	5,76049	5,85532	5,85739
América Central y Sur	t/capita	0,8454192	1,0284014	1,1691	1,36016	1,38605	1,38702
Europa y Euroasia	t/capita	3,6985029	3,2529333	3,39303	3,28027	3,23636	3,13793
Medio Oriente	t/capita	1,7937321	2,307334	2,92531	3,45167	3,4437	3,52656
África	t/capita	0,3465037	0,3416496	0,36051	0,37224	0,3679	0,3691
Asia Pacífico	t/capita	0,510967	0,7090192	1,01173	1,29606	1,31975	1,33792

Tabla 1.1 Consumo mundial de electricidad

La Tabla 1.1 muestra que en Centro y Sur América el consumo de electricidad es bajo comparado con otros continentes debido a la población y a su poco desarrollo industrial.

En la Tabla 1.2, se observa el desglose de las capacidades instaladas de cada país del centro y sur de América en el año 2011, donde solo tres países producen energía nuclear.

Capacidad Instalada Por Tipo de Planta MW						
Países	Potencial Hidroeléctrico MW	Hidro	Termo	Nuclear	Otros	Total
Argentina	40.400	10.045	22.660	1.018	87	33.810
Barbados	0	0	239	0	0	239
Belize	900	53	91	0	0	144
Bolivia	40.000	485	974	0	0	1.459
Brasil	260.093	82.458	31.243	2.007	1.426	117.134
Chile	25.156	5.991	10.711	0	827,7	17.530
Colombia	93.000	9.718	4.688	0	18	14.424
Costa Rica	6.633	1.682	862	0	563,1	3.107
Cuba	650	64	6.165	0	11,7	6.241
Ecuador	25.150	2.243	2.990	0	2,4	5.235
El Salvador	2.165	472	801	0	204,4	1.477
Grenada	0	0	49	0	0,4	49
Guatemala	5.000	891	1.570	0	49,2	2.510
Guyana	7.000	0	349	0	0	349
Haiti	207	61	207	0	0	268
Honduras	5.000	531	1.089	0	102	1.722
Jamaica	86	22	808	0	41,7	872
México	53.000	11.542	38.631	1.365	973,4	52.511
Nicaragua	2.000	105	852	0	150,5	1.108
Panamá	3.282	1.351	1040	0	0	2.391
Paraguay	12.516	8.810	6	0	0	8.816
Perú	58.937	3.453	5.103	0	0,7	8.557
República Dominicana	2.095	523	5.311	0	33	5.867
Suriname	2.420	189	223	0	0	412
Trinidad y Tobago	0	0	2.099	0	0	2.099
Uruguay	1.815	1.539	1.043	0	127	2.709
Venezuela	46.000	14.622	9.961	0	1.122	25.705
AL&C/LA&C	693.506	156.852	149.764	4.390	5.740,20	316.746

Tabla 1.2 Capacidad instalada por tipo de planta MW [1].

1.2 Estadística comparativa

En el mundo hay países desarrollados y subdesarrollados los cuales tienen diferentes consumos de electricidad, debido a que la tecnología en cada una de ellos mejora.

La Tabla 1.3, muestra información importante de 3 países que son considerados potencia mundial para luego poder realizar una comparación con otros países en vía de desarrollo.

País	China	EEUU	Alemania
Capacidad Instalada [GW]	1174,00	1063,00	117,00
Generación Eléctrica [Billones KWH]	4768,00	4048,00	585,00
Energía Consumida [Billones KWH]	4468,00	3832,00	540,00
Población [Millones]	1350,70	314,11	80,65
Consumo de Energía Per Cápita [KWH/Habitante]	3307,93	12199,47	6695,96

Tabla 1.3 Estadísticas de energía de potencias mundiales [2].

La Tabla 1.4, en cambio muestra información importante de 3 países que son considerados en vías de desarrollo, que luego de compararlos con los datos de la Tabla 1.3, y da a notar que existe mayor consumo en los países que son potencia mundial.

País	Colombia	Perú	Venezuela
Capacidad Instalada [GW]4	15,00	9,70	26,00
Generación Eléctrica [Billones KWH]	58,00	39,00	123,00
Energía Consumida [Billones KWH]	49,00	36,00	98,00
Población [Millones]	46,88	30,16	29,85
Consumo de Energía Per Cápita [KWH/Habitante]	1045,20	1193,68	3282,62

Tabla 1.4 Estadísticas de energía de algunos países de tercer mundo [2].

1.3 Estadísticas en el Ecuador

La principal fuente de energía primaria del Ecuador se centra en la energía de origen fósil (petróleo), que es más del 90% de la energía total del Ecuador.

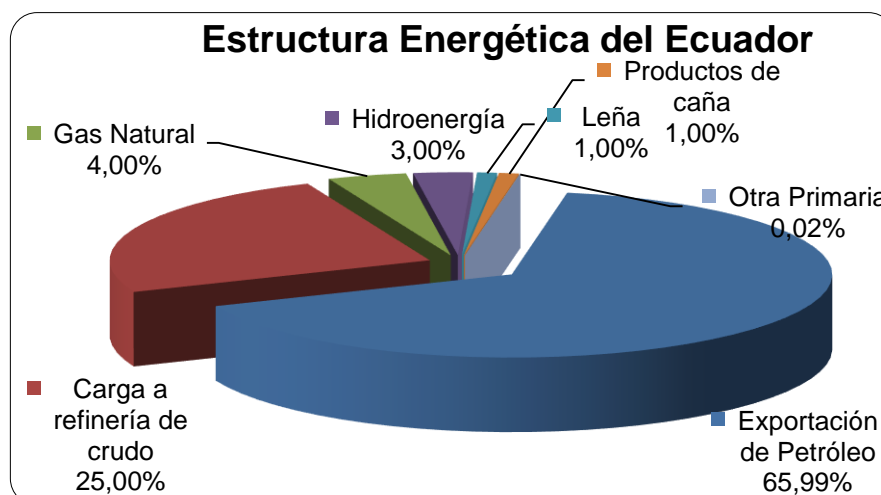


Figura1.2 Estructura energética del Ecuador, año 2014. [3]

En la Figura 1.2, la producción total de Energía del Ecuador, la mayor parte de la Energía se encuentra en el petróleo y sus derivados, seguido por la producción de gas dejando en última posición a “Otras Primarias” que son la energía eólica y solar.

1.3.1 Potencias nominal y efectiva

El Ecuador, en estos últimos años ha dado un avance significativo en lo que se refiere a generación de energía eléctrica. Hasta el año 2014 el Ecuador contaba con una potencia nominal instalada de 4844.38 MW lo que representa el 84.52% de la potencia que necesitaba el Ecuador para suplir su carga completamente. Los 887.15 MW que corresponden al 15.48% de la potencia nominal lo suplían las Interconexiones con Colombia y Perú.

Los datos también muestran la potencia efectiva del Sistema Nacional Interconectado la cual fue de 4619.43 MW, que representa el 87.17%, la potencia efectiva faltante fue de 679.66 MW que corresponde al 12.83% y son la potencia efectiva de las interconexiones internacionales. [4]

En la Figura 1.3, se observa la potencia nominal y efectiva del Ecuador, tanto del SNI como el de las interconexiones internacionales.

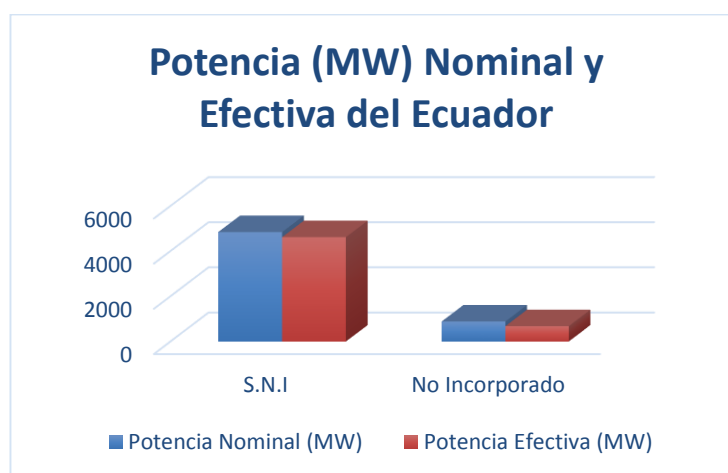


Figura1.3 Potencia nominal y efectiva Ecuador, año 2014. [4]

1.3.2 Tipos de centrales de generación en el Ecuador

La Tabla 1.5, muestra los tipos de fuentes de generación tanto en energías renovables y energías no renovables, que se encuentran generando en el Ecuador. También, se observan las potencias nominales como potencias efectivas del sistema de generación del Ecuador. [4]

Tipo de Energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Eólica	21.15	0.37	21.15	0.40
	Fotovoltaica	26.41	0.46	26.37	0.50
	Hidráulica	2248.09	39.22	2240.77	42.29
	Térmica Turbovapor	144.30	2.52	136.40	2.57
Total Renovable		2439.95	42.57	2424.69	45.76
No Renovable	Térmica MCI	1748.15	30.50	1448.85	27.34
	Térmica Turbogás	1085.19	18.93	977.30	18.44
	Térmica Turbovapor	458.24	8.00	448.24	8.46
Total No Renovable		3291.58	57.43	2874.39	54.24
Total		5731.53	100.00	5299.08	100.00

Tabla 1.5 Potencias efectivas del sistema de generación del Ecuador, año 2014 [4]

Como se observa en la Figura 1.4, hasta el 2014 se tiene mayor generación de fuentes no renovables, pero esto cambiará con la entrada en operación de las nuevas Hidroeléctricas.

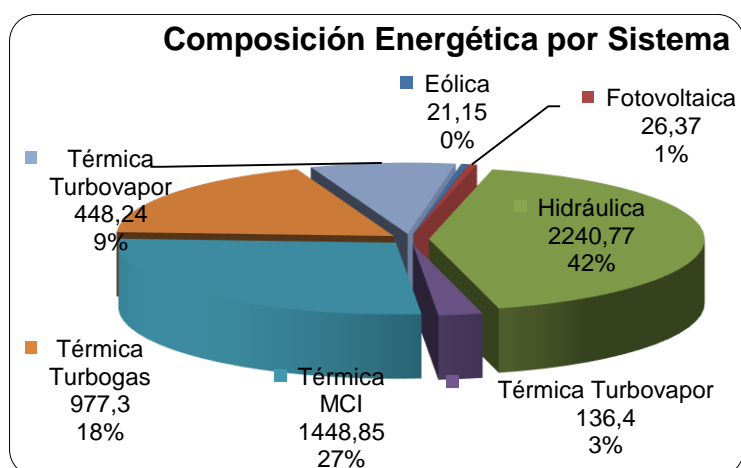


Figura1.4 Composición energética por sistema, año 2014.

Se puede observar que la mayor cantidad de potencia instalada la tienen las Centrales Térmicas y luego de éstas las Centrales Hidroeléctricas. En un futuro los porcentajes de potencia instalada cambiarán debido a que el Ecuador está cambiando su Matriz Energética y está dando prioridad a las fuentes de energías renovables.

1.3.3 Estadística energética 2015

En esta sección, se muestra el gran avance significativo que ha tenido el Ecuador en lo referente a la generación de Energía Eléctrica Renovable.

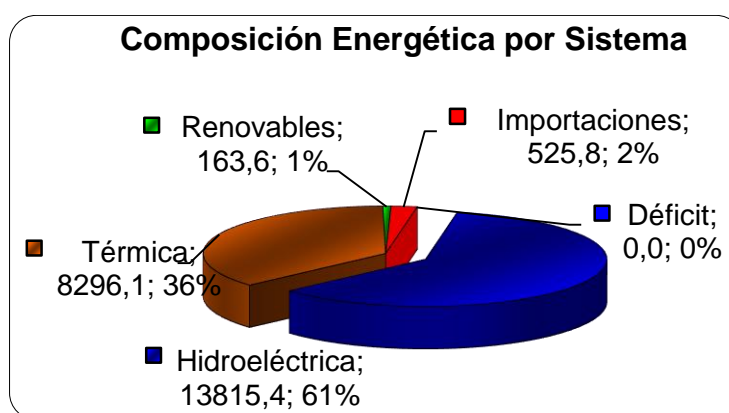


Figura1.5 Composición energética por sistema, año 2015. [5]

En la Figura 1.5, la generación hidroeléctrica ha tenido un gran impacto, pasando del 42% al 61% del total de la energía eléctrica producida en el Ecuador, dejando en segundo lugar a la generación térmica que pasó de un 57% a un 36%.

Esto indica que el Ecuador está apostando a energías limpias renovables, y que cada año esta generación aumentará debido a los grandes proyectos hidroeléctricos en construcción. Con estos proyectos a futuro se tendrá independencia energética.

1.3.4 Composición energética por empresa

La Figura 1.6, se muestra la contribución de potencia por cada empresa generadora en el Ecuador, estos datos son tomados de las estadísticas del año 2015.

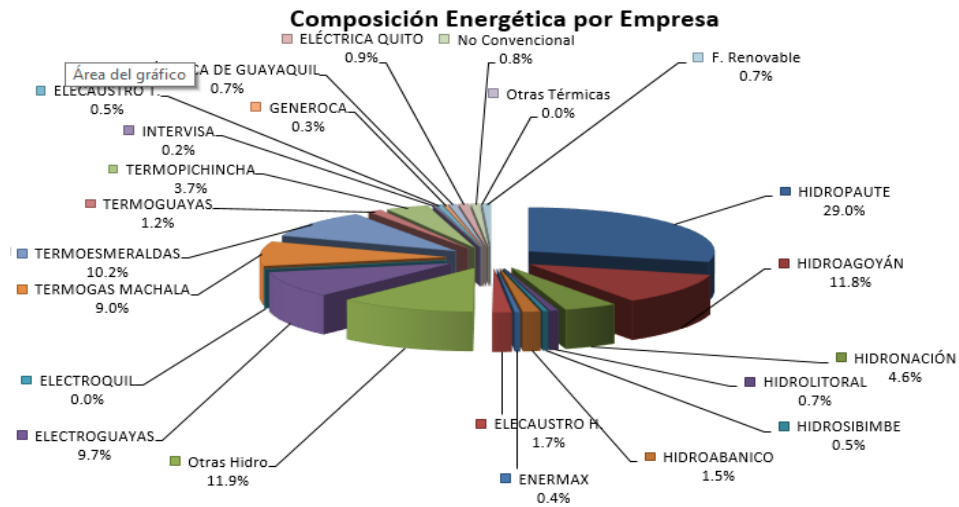


Figura1.6 Composición energética por empresa, año 2015. [5]

1.3.5 Estadísticas anuales del consumo de combustible del S.N.I.

Como se observa en la Figura 1.7, a partir del año 2015 el consumo de combustible comienza a disminuir considerablemente con respecto al consumo de años anteriores debido que ahora la mayor parte de generación eléctrica del Ecuador es con centrales hidroeléctricas.

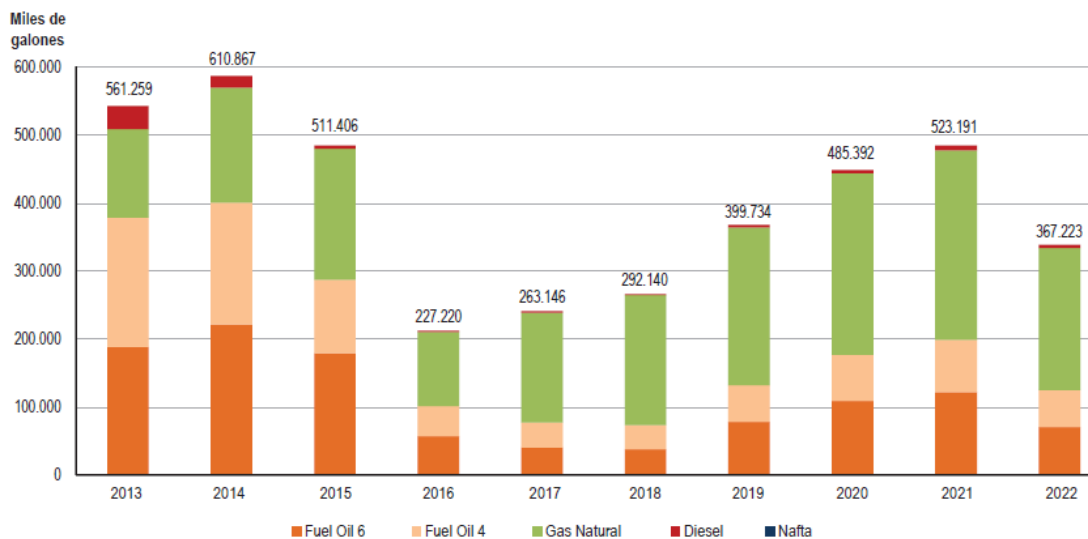


Figura1.7 Consumo de combustible del S.N.I, año 2015. [5]

1.3.6 Consumo de combustible año 2015

En la Tabla 1.6, se encuentra la composición de todo el combustible utilizado en la generación de energía eléctrica de todas las plantas térmicas del Ecuador.

Composición Sistema (millones galones)	
Fuel Oil 4	137.9
Fuel Oil 6	228.1
Diesel	5.7
Nafta	0.0

Tabla 1.6 Composición del consumo de combustible, año 2015. [5]

La Figura 1.8, muestra la composición del consumo de combustible del año 2015 mediante un cuadro estadístico.

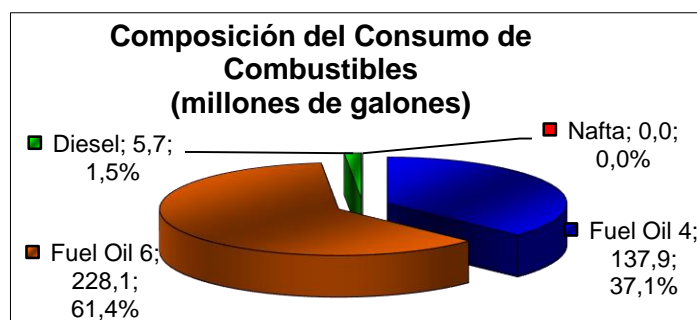


Figura 1.8 Composición del consumo de combustible, año 2015. [5]

1.3.7 Composición del consumo de combustible por empresa.

La Tabla 1.7, muestra la distribución del consumo de combustible.

Composición Sistema (MMPC)	
TERMOGAS MACHALA I	12089.2
TERMOGAS MACHALA II	9632.1

Tabla 1.7 Composición sistema MMPC, año 2015. [5]

La Tabla 1.8, muestra en millones de galones la distribución del combustible de acuerdo a su composición para cada tipo de empresa generadora.

Composición por Empresa (millones galones.)		
Fuel Oil 4	Unidad de Negocio Guayaquil FO4	0.1
	Electroguayas FO4	134.8
Fuel Oil 6	Termoesmeraldas FO6	134.4
	Termopichincha FO6	47.1
	Termoguayas FO6	18.0
	Generoca FO6	4.5
	Otras FO6	16.2
Diesel	Termoesmeraldas D	34.3
	Unidad de Negocio Guayaquil D	10.6
	Electroquil D	0.7
	Termopichincha D	1.4
	Intervisa D	3.5
	Electroguayas D	3.8
	Otras D	3.9

Tabla 1.8 Composición por empresa, año 2015. [5]

En la Figura 1.9, se observa que la mayor cantidad de combustible para la generación de energía eléctrica, son para ElectroGuayas y TermoEsmeraldas, que juntas consumen más del 65% del total del combustible destinado para la generación de energía eléctrica.

Composición de combustibles por Empresa

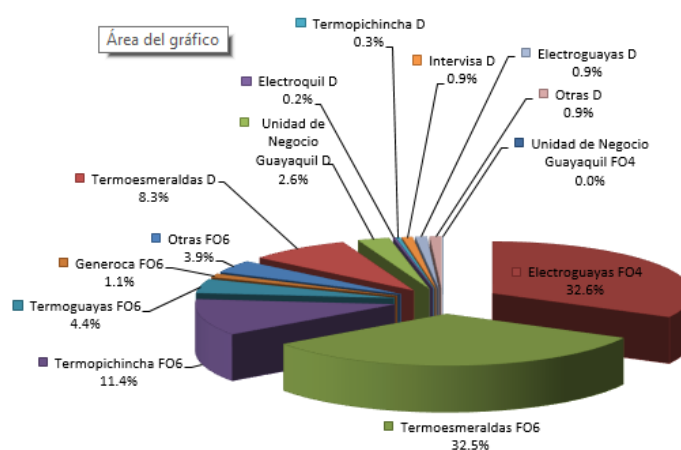


Figura 1.9 Composición de combustible por empresa

1.3.8 Precio del combustible

El precio del combustible que es vendido por Petroecuador para la generación de energía eléctrica se muestra en la Tabla 1.9.

TIPO DE COMBUSTIBLE	SIN IMP.	INCLUIDO 12%
GALON FUEL OIL 4 EMP. ESTATALES (USD)	0.489600	0.548352
GALON DIESEL 2 (USD)	0.820284	0.918718
GALON NAFTA (USD)	0.667794	0.747929
BARRIL RESIDUO SH GUANGOPOLO (USD)	0.322547	0.361253
BARRIL RESIDUO LA PROPICIA (USD)	0.388969	0.435645
BARRIL RESIDUO SH G.HERNÁNDEZ (USD)	0.314145	0.351843
BARRIL RESIDUO SH S.ALEGRE (USD)	0.358943	0.402016
BARRIL RESIDUO TERMOESMERALDAS (USD)	0.388969	0.435645
BARRIL RESIDUO TERMOGUAYAS (USD)	0.391728	0.438735
BARRIL RESIDUO EL DESCANSO (USD)	0.322492	0.361191
BARRIL RESIDUO GENEROCA (USD)	0.513050	0.574616
BARRIL RESIDUO MANTA II (USD)	0.388969	0.435645
BARRIL RESIDUO QUEVEDO II (USD)	0.380942	0.426655
BARRIL RESIDUO GUANGOPOLO II (USD)	0.322547	0.361253
BARRIL RESIDUO MIRAFLORES 11 & 12 (USD)	0.388969	0.435645
MILLONES BTU'S (MM BTU'S) TERMOGASMACHALA	2.750000	3.080000
BARRIL RESIDUO JARAMIJÓ (USD)	0.388969	0.435645
BARRIL RESIDUO JIVINO II (USD)	0.322547	0.361253
BARRIL RESIDUO JIVINO III (USD)	0.322547	0.361253

Tabla 1.9 Precio del combustible Ecuador, año 2015. [5]

Con estos precios se puede tabular el gasto anual que tiene el Estado en la compra de combustible para la generación de energía eléctrica en el Ecuador.

A todo esto también se debe tomar en cuenta que el Ecuador importa derivados de petróleo a países vecinos, y se debe tomar en cuenta el precio de transporte.

1.3.9 Precio de la energía eléctrica

De acuerdo a lo establecido por el CONELEC el precio medio del kilovatio hora es de 8.80 centavos en el 2014, este es el precio subsidiado, en nuestro proyecto se utilizará dicho valor [6].

El costo en kWh del Ecuador en la actualidad varía entre 1,90 y 2,80 dólares al mes para aquellos clientes que consumen entre 150 y 300 kWh, también depende de la región y del tipo de consumidor sea este de tipo residencial o comercial.

1.4 Pérdidas de energía en distribución.

En la Figura 1.10, se observa la evolución de las pérdidas en las alimentadoras de distribución del Sistema Nacional Interconectado mediante un cuadro estadístico.

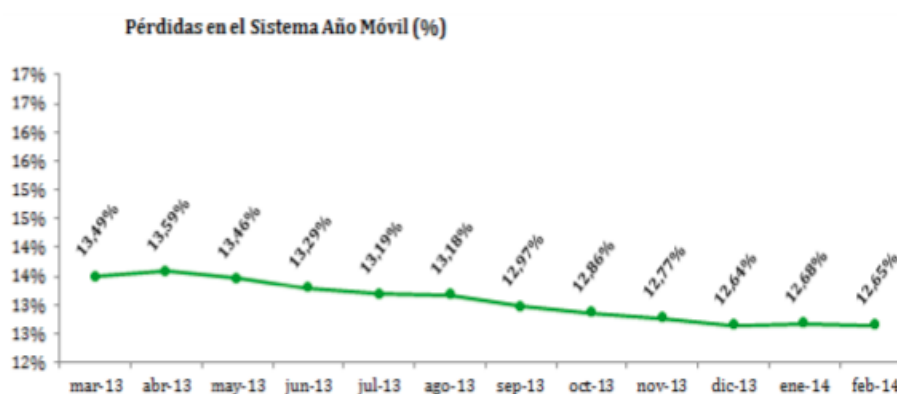


Figura 1.10. Evolución de pérdidas de distribuidoras [8]

En la Figura 1.11, el margen de pérdidas de todas las distribuidoras del país es considerable. Estos datos corresponden a la media anual del porcentaje de pérdidas. CNEL es la distribuidora que mayores pérdidas presenta, con este proyecto planteado podemos reducir las pérdidas de energía hasta en un 50% del total de las pérdidas de la distribuidora lo cual representaría un gran ahorro tanto de energía como económico.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA		
Distribuidora	DICIEMBRE 2013 (%)	FEBRERO 2014 (%)
CNEL	19,18%	19,01%
E.E. Ambato	6,20%	6,19%
E.E. Azogues	4,85%	4,74%
E.E. Centro Sur	6,75%	6,64%
E.E. Cotopaxi	5,77%	5,90%
E.E. Galápagos	7,57%	8,76%
E.E. Norte	11,16%	10,48%
E.E. Quito	6,06%	6,09%
E.E. Riobamba	10,20%	10,09%
E.E. Sur	11,26%	11,05%
E.E.P. de Guayaquil	12,14%	12,41%
NACIONAL	12,64%	12,65%

Figura 1.11. Porcentaje de pérdidas en las distribuidoras [8]

CAPÍTULO 2

2 NORMAS UTILIZADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Para la construcción de un sistema de distribución se deben tomar en cuenta las normas establecidas para cada región, debido a que dicha construcción se la puede realizar en distintos lugares y pueden ser de diferente voltaje, esto quiere decir que para construir un sistema de distribución se deben tomar en cuenta las condiciones ambientales y el nivel de voltaje.

En éste capítulo se van a analizar las normas para tres niveles de voltaje, los cuales son de 13.8kV, 22kV, 36kV.

Para los niveles de voltaje de 13.8kV y 22kV se tomarán de referencia las normas ecuatorianas "Homologación de las Unidades de Propiedad" realizadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Para el nivel de voltaje de 36kV se tomará de referencia la norma técnica Boliviana NT CRE 004.

2.1 Elementos que constituyen un sistema eléctrico de distribución.

Se realizará un análisis comparativo de los diferentes elementos que conforman un sistema eléctrico de distribución de acuerdo a su nivel de voltaje.

2.1.1 Transformador de potencia

Para este proyecto se utilizarán transformadores para la subestación con relación de voltaje de 69kV a 13.8kV, de 69kV a 22kV y de 69kV a 36kV. Se tomará en cuenta el tipo de aislador para los transformadores de acuerdo a las normas ANSI.

2.1.2 Aisladores

Los aisladores sirven para sujetar mecánicamente los conductores a la estructura de manera que estos no se muevan en sentido transversal y aseguren el aislamiento eléctrico entre estos dos elementos.

En el proyecto se utilizará el aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 15 kV, ANSI 55-5 para nivel de voltaje de 13.8kV. El

aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25kV, ANSI 56-1 para nivel de voltaje de 22kV. El aislador de porcelana tipo pin clase (ANSI C29.6) 56-3 para nivel de 36kV. Se puede observar en la Figura 2.1, los tipos de aisladores que se pueden utilizar.



Figura 2.1 Tipos de aisladores [7]

En la Tabla 2.1, se muestran los diferentes tipos de aisladores según su nivel de voltaje con su respectiva norma.

Voltaje nominal	Aislador tipo Pin	Aisladores de suspensión de suspensión polimérico	Aisladores de suspensión tipo disco polimérico	
			52-1 (6")	52-4 (10")
13,8kV	55-5	DS-15	2 c/u	-
22kV	56-1	DS-28	3 C/u	2 c/u
36kV	56-3	DS-35	4c/u	3 C/u

Tabla 2.1 Tipos de aisladores en distribución. [7]

2.1.3 Postes

Los postes para nivel de voltaje tanto de 13.8kV, 22kV y 36kV por la norma establecida deberán ser de hormigón ya sea rectangular o circular, los cuales deberán tener los respectivos agujeros para la colocación de los herrajes de las diferentes estructuras que se requiera colocar en los postes. En las líneas de distribución las longitudes de los postes son normalizadas tomando en cuenta las distancia del vano y la distancia mínima del conductor al suelo, estos son de 10, 11 y 12 metros.

2.1.4 Crucetas

Para los niveles de distribución de 13.8kV, 22kV y 36kV de acuerdo a las normas se utilizarán crucetas de acero galvanizado, perfil L de dimensiones 75x75x6 mm y de 2.40 metros de longitud como se observa en la Figura 2.2.

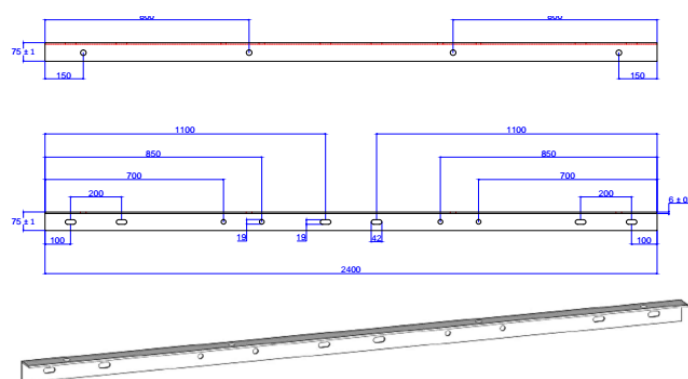


Figura 2.2 Medidas de la cruceta [7]

2.1.5 Herrajes de postes y línea

En los sistemas de distribución se utilizarán grapas de retención, grapas de suspensión, conectores, bastidores, etc., los cuales sus dimensiones serán definidas de acuerdo al tamaño del conductor que se utilizará.

Además se utilizará pernos de ojo, pernos de rosca corrida, pernos en U y demás accesorios para fijar las distintas estructuras, estos accesorios deberán ser definidos de acuerdo a las dimensiones del poste.

En la Figura 2.3, se observan 2 tipos de herrajes de distribución.

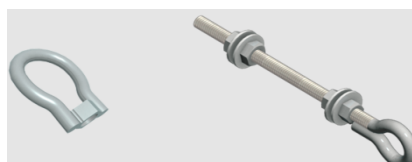


Figura2.3 Tipos de herrajes de distribución. [7]

2.1.6 Conductor

El calibre del conductor a utilizar deberá ser escogido, teniendo en cuenta la regulación de voltaje, las pérdidas, capacidad de corriente a transportar, capacidad de cortocircuito, crecimiento de carga y factor de sobrecarga. Y hacer que estas se encuentren dentro de los límites establecidos. El conductor a seleccionar se considera como secciones normalizadas de 336.4MCM, 4/0, 2/0, 2 y 4 AWG y demás equivalentes de aluminio y cobre.

2.2 Tipos de estructuras

2.2.1 Estructura centrada pasante

Esta estructura es utilizada para segmentos que cruzan tangentes o con ángulos pequeños, los cuales se describen en la Tabla 2.2.

VANO MAXIMO = 80m			80m<VANO<150m	
CONDUCTORES		ÁNGULOS	CONDUCTORES	ÁNGULOS
ALUMINIO	ACSR		ACSR	
2	2	0° - 20°	2	0° - 20°
1/0 – 3/0	1/0 – 3/0	0° - 10°	1/0 – 3/0	0° - 5°
4/0 – 350MCM	4/0 – 336,4	0° - 5°	4/0 – 336,4	0° - 2°

Tabla 2.2 Ángulos permitidos, estructura centrada pasante [7]

Cuando la estructura tenga un ángulo permitido este deberá ser fijado lateralmente al conductor con su respectivo anclaje para que la estructura soporte la tensión que tendrá el conductor al presentar dicho ángulo, como se observa en Figura 2.4.

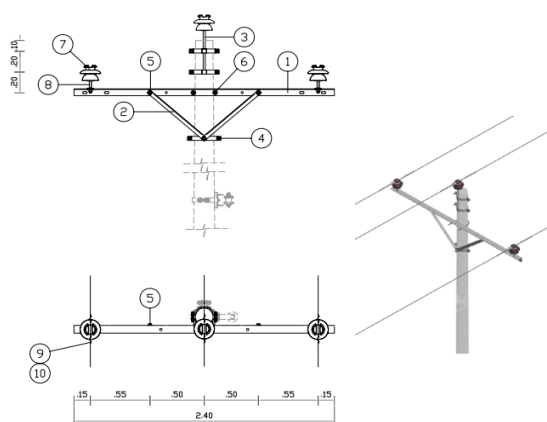


Figura 2.4 Estructura centrada pasante [7]

2.2.2 Estructura pasante angular

Este tipo de estructuras se utilizan cuando se presenta un ángulo pronunciado entre dos estructuras, para estas estructuras se debe utilizar tensor debido a las tensiones que se dan por el ángulo y evitar que los postes caigan, como muestra la Figura 2.5.

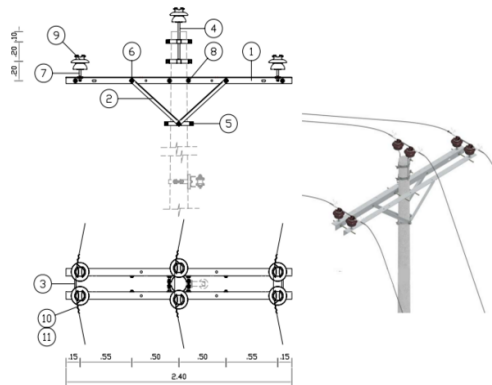


Figura 2.5 Estructura pasante angular [7]

Los ángulos a los que pueden trabajar estas estructuras se presentan en la Tabla 2.3.

80m<VANO<150m	
CONDUCTORES ACSR	ÁNGULOS
2	0° - 20°
1/0 – 3/0	0° - 5°
4/0 – 336,4	0° - 2°

Tabla 2.3 Ángulos permitidos, estructura pasante angular [7]

2.2.3 Estructura centrada de retención

Esta estructura es utilizada en el inicio y el final de las líneas, debido a que en estos puntos es donde se encuentra concentrada la tensión del conductor, por lo tanto es indispensable el uso de anclaje en esta estructura, tal como se observa en la Figura 2.6.

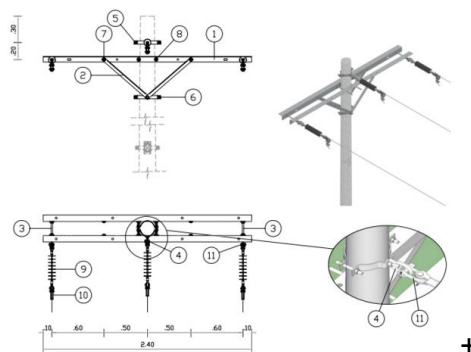


Figura 2.6 Estructura centrada de retención [7]

2.2.4 Estructura centrada de doble retención

Este tipo de estructuras de retención se utiliza con el fin de apaciguar la tensión en los conductores, cuando se cambia el calibre del conductor o en pequeños ángulos que tenga el conductor, como se observa en la Figura 2.7. Cuando se tiene estructuras rectas, se debe ubicar una estructura de doble retención por lo menos cada 1 km.

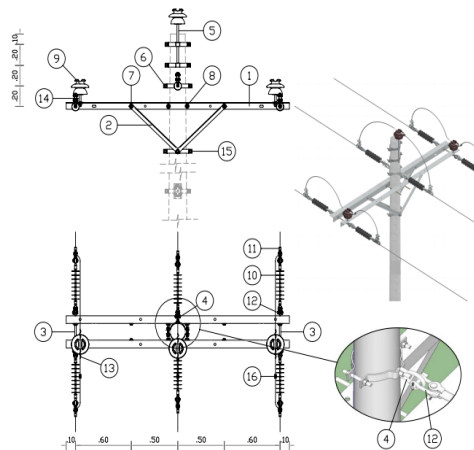


Figura 2.7 Estructura centrada de doble retención [7]

2.2.5 Estructura en volado pasante o tangente

La estructura en volado pasante se la utiliza cuando encontramos un edificio o casa a muy poca distancia del poste de donde pasa la línea de distribución, como se observa en Figura 2.8.

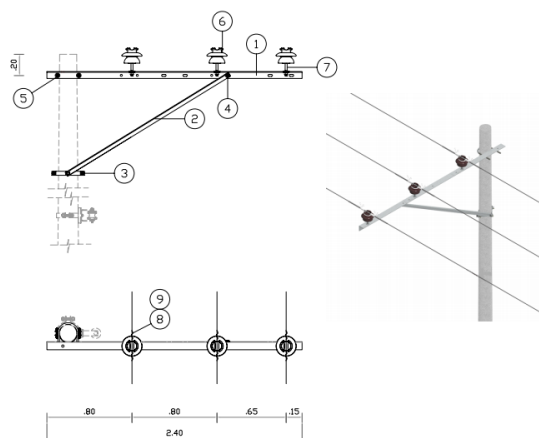


Figura 2.8 Estructura en volado pasante o tangente [7]

Cuando la estructura es usada en ángulos, el conductor deberá ser ajustado lateralmente al aislador, tendrá su respectivo tensor para soportar la tensión. La Tabla 2.4, muestra el número de conductor a utilizar de acuerdo al ángulo.

VANO MAXIMO = 40m		
CONDUCTORES		ÁNGULOS
ALUMINIO	ACSR	
2	2	0° - 20°
1/0 - 3/0	1/0 - 3/0	0° - 10°
4/0 - 350MCM	4/0 - 336,4	0° - 5°

Tabla 2.4 Ángulos permitidos, estructura en volado pasante o tangente [7]

2.2.6 Estructuras de volado angular

Las estructuras en volado angular se instalarán para cuando el ángulo entre los postes adjuntos sea de máximo 30°, teniendo en cuenta que la tensión será alta, por lo tanto además de tener su respectivo anclaje se debe utilizar un poste que tenga una carga de rotura de 500 Kg, como lo muestra la Figura 2.9.

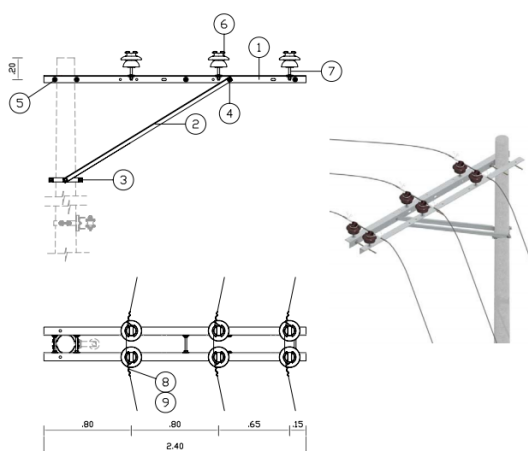


Figura 2.9 Estructura de volado angular [7]

Los ángulos permitidos para este tipo de estructura se presentan en la Tabla 2.5.

VANO MAXIMO = 40m		
CONDUCTORES		ÁNGULOS
ALUMINIO	ACSR	
2	2	20° - 30°
1/0 – 3/0	1/0 – 3/0	10° - 30°
4/0 – 350MCM	4/0 – 336,4	5° - 10°

Tabla 2.5 Ángulos permitidos, estructura de volado angular [7]

2.3 Distancias mínimas de seguridad para redes de media tensión

Las distancias mínimas de seguridad son usadas por motivo de protección y seguridad para las personas o edificaciones respecto a una línea eléctrica.

En Ecuador se rige a la regulación CONELEC 002/10 del ARCONEL, la que establece dichas distancias entre las edificaciones y las redes eléctricas de media tensión [8].

2.3.1 Distancias de seguridad entre conductores y edificaciones

Las distancias mínimas de seguridad dependen del viento, por lo tanto se deberá analizar las distancias tanto tomando en cuenta este factor y sin considerarlo.

En la Tabla 2.6, se muestran las distancias mínimas sin la influencia del viento, sabiendo que éstas deberán ser menores de cuando se considera el viento.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD (Hr)		Conductores			Partes rígidas energizadas no protegidas		
		0 – 750V (m)	750V– 22KV (m)	22KV – 36KV (m)	0 – 750V (m)	750V – 22KV (m)	22KV – 36KV (m)
E D I F I C I O S	Horizontal a paredes, accesibles a personas.	1.7 (1.7)	2.3 (A,B)	2.44 (A,B)	1.5 (A)	2.0 (A)	2.14
	Vertical arriba o debajo de techos y aéreas no accesibles a personas.	3.2	3.8	3.94	3.0	3.6	3.74
	Vertical arriba o debajo de techos y aéreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	3-5	4.21	4.24	3.4	4.0	4.14
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados	5.0	5.6	5.74	4.9	5.5	5.64
	Horizontal						
C h i m e n e a s a n u n c i o s	Vertical arriba o debajo de comisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.5	4.1	4.24	3.4	4.0	4.14
	Vertical arriba o debajo de otras partes tales instalaciones	1.8 (A,B)	2.3	2.44	1.7	2.45	2.6

Tabla 2.6 Distancias de seguridad entre conductores y edificaciones [8].

2.3.2 Distancia mínima de seguridad con camiones o equipos eléctricos

En la Figura 2.11, se aprecia cuál es la distancia entre el conductor y el camión de carga.

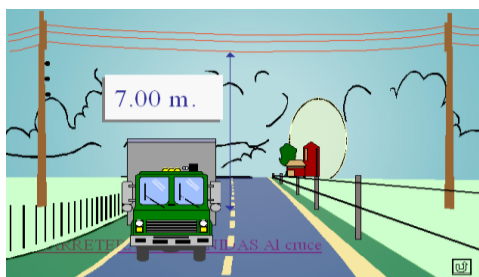


Figura 2.10 Distancia mínima de seguridad

2.3.3 Distancias mínimas entre viviendas y carreteras

La Figura 2.11, muestra la distancia que se debe tener entre el conductor y una vivienda, y debido a las normas a las que se rige el país, este valor es de 6.5m, dicho valor sirve de seguridad para las personas que viven en estos lugares.



Figura2.11 Distancia mínima entre viviendas y carreteras

2.3.4 Distancias mínimas de seguridad en cruces

Para este tipo de instalaciones, es importante tener en cuenta este factor, ya que el objetivo principal de tomar estas medidas es proteger a las personas, como se observa en la Figura 2.12.



Figura2.12 Distancia mínima en cruces

2.3.5 Distancias mínimas a lo largo de las calles

Estas medidas se toman de acuerdo a las normas establecidas, en este caso por motivos de seguridad se toma una distancia 6 m entre el suelo y el conductor, como se observa en la Figura 2.13.

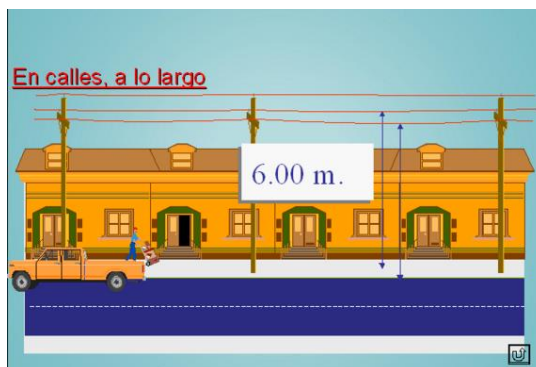


Figura 2.13 Distancia mínima en las calles

CAPÍTULO 3

3 ESCENARIOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Este capítulo mostrará una serie de escenarios de un sistema de distribución para determinar las pérdidas de potencia y energía en un alimentador con diversas condiciones de carga considerando la caída de voltaje en las barras más lejanas de la subestación y tomando en cuenta el factor de potencia. La simulación se la realizará con el software ETAP 12.6.0, versión de prueba.

Para esta simulación se han considerado los siguientes escenarios.

- La simulación consta de una distancia definida y esta será constante durante todas las simulaciones.
- También, serán constantes el número de cargas concentradas lo cual permitirá evaluar y comparar de una de forma fácil el alimentador de distribución con los diferentes niveles de voltajes.
- Los niveles de voltajes evaluados en cada caso serán de 13.8kV, 22kV y 36kV.

Lo único que será variable y cambiará en nuestro sistema de distribución será la carga total del alimentador, haremos que se cargue nuestro alimentador de distribución a un 50% y 75% del total de la capacidad del alimentador y esta capacidad calculada dividida para todas las cargas instaladas será la capacidad de cada transformador de distribución.

Con esta premisa se construirá un alimentador radial simple el cual nos permitirá evaluar las pérdidas de potencia y energía para las situaciones descritas, además hay que tomar en cuenta que los transformadores de distribución se cargan al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de distribución, y esta será la carga que tendrá este transformador.

3.1 Análisis del alimentador de distribución simulado

3.1.1 Conductores

De acuerdo al análisis de los alimentadores de distribución tendrán diferentes calibres en cada nivel de voltaje debido a las pérdidas relacionadas con el calibre del conductor y a la disminución de recursos económicos destinados para la compra del conductor, como se observa en la Tabla 3.1.

Nivel de Voltaje	13.8kV	22kV	36kV
Calibre Fase	336.4	4/0	2/0
Neutro	3/0	1/0	#2

Tabla 3.1 Conductores usados para las simulaciones dependiendo su nivel de voltaje

3.1.2 Postes

En éste proyecto se estandarizó la distancia entre poste y poste a 40 metros, considerando que en esta misma postería, se instalará la red de baja tensión.

Nivel de Voltaje	13.8kV	22kV	36kV
Distancia ente Postes	40 m	40 m	40 m
Número de Postes	250	250	250
Altura del Poste	10 m	12 m	12 m

Tabla 3.2 Distancia estandarizadas para postes de distribución

La altura de cada poste se mantendrá para cada simulación de acuerdo a los valores de la Tabla 3.2.

3.2 Concentración de carga del alimentador

Para la realización de la simulación se escogió la premisa de concentrar cargas en puntos específicos, en el estudio realizado se concentró la carga a una distancia de 400 metros para cada nivel de voltaje así como en otras simulaciones se realizó la concentración cada 200 metros.

3.2.1 Agrupamiento de la carga.

Se escogerá una distancia de igual para todo el alimentador y se concentrará toda la carga en ese punto. La longitud del agrupamiento de la carga será de 200 y de 400 metros para cada simulación con los distintos niveles de voltaje así como para los distintos niveles de carga del alimentador. Se sumará toda la carga que se concentra en esta zona. En éste proyecto el agrupamiento de la carga va a ser la misma en cada fase tratando de balancear el alimentador.

3.3 Datos para la simulación del alimentador en el software.

Para las diferentes simulaciones del alimentador de distribución se utilizó el software ETAP 12.6.0 versión de prueba.

Con estas simulaciones se obtendrán las pérdidas de potencia y energía de un alimentador de distribución en escenario distinto a niveles de carga y de voltajes, esto ayudará a darse cuenta de las ventajas y desventajas que presentaría cada alimentador en distintos niveles de voltaje, así también escoger la mejor opción que minimiza las pérdidas de energía así como maximizar las ganancias por continuidad de servicio.

3.3.1 Representación del sistema nacional interconectado

Para representar el Sistema Nacional Interconectado se tomó como referencia los datos de cortocircuitos de la barra del Policentro a nivel de 69 kV, detallados en la Tabla 3.3, estos datos son lo que se ingresaron para realizar la simulación, datos de MVA de cortocircuito así como la relación X/R.

Nombre de la Barra	kV	Falla Trifásica					
		I _k "	S _k "	I _p	R	X	Z
		kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm
Policentro	69	6,63	792,92	16,52	0,54	5,98	6,00

Tabla 3.3 Datos de cortocircuito trifásico de la barra del Policentro

La Tabla 3.4, muestra la corriente de cortocircuito monofásica y datos adicionales que se presentan en la barra del Policentro.

Falla Monofásica											
Ik"	Sk"	ip	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
6,46	257,34	16,08	0,75	6,52	6,56	0,54	5,98	6,00	5,91	0,55	5,94

Tabla 3.4 Datos de cortocircuito monofásico de la barra del Policentro

La Figura 3.1, muestra los datos del cortocircuito del Sistema Nacional Interconectado.

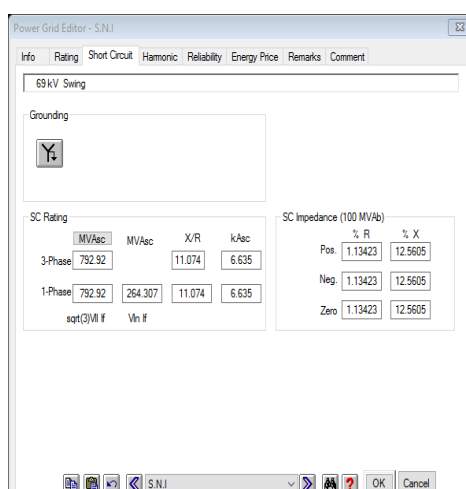


Figura 3.1 Datos de cortocircuito del S.N.I.

3.3.2 Transformador de potencia y distribución

Es muy importante configurar correctamente los parámetros del transformador para realizar una correcta simulación, primero se deben configurar los voltajes, tanto del primario como del secundario y colocar luego la capacidad del transformador, así mismo configurar que tipo de transformador es, con que material están aislados sus núcleos, que tipo de refrigeración utiliza, su temperatura y así mismo la altitud sobre el nivel del mar a la que se va a instalar el transformador, tal como se observa en la Figura 3.2.

2-Winding Transformer Editor - S/E Nueva

Reliability Remarks Comment

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic

10 MVA ANSI Liquid-Fill OA/FA 65 C 69 36 kV

Voltage Rating kV FLA FLA Bus kV/nom Z Base

Prim. 69 83.67 104.6 69 MVA

Sec. 36 160.4 200.5 36 10

OA 65 FA 65

Power Rating

MVA

Rated 10 12.5 Per Standard

OA 65 FA 65 User-Defined

Derated 10 12.5

Fan

% Derating 0 0

MFR

Alert - Max

MVA

10

Derated MVA

User-Defined

Installation

Altitude 10 ft

Ambient Temp. 30 °C

Type / Class

Type Sub Type Class Temp. Rise

Liquid-Fill Mineral Oil OA/FA 65

OK Cancel

Figura 3.2 Datos del transformador de potencia

En esta simulación como se está realizando una subestación nueva, al software ETAP se lo configura para trabajar con las normas ANSI, así que para colocar las impedancias del transformador, vamos a la pestaña de Impedance y se le da click en Typical Z & X/R.

2-Winding Transformer Editor - S/E Nueva

Reliability Remarks Comment

Info Rating Impedance Tap Grounding Sizing Protection Harmonic

10 MVA ANSI Liquid-Fill OA/FA 65 C 69 36 kV

Impedance

%Z X/R R/X %X %R

Positive 8 15.5 0.065 7.983 0.515

Zero 8 15.5 0.065 7.983 0.515

Typical Z & X/R Typical X/R

Z Base

MVA

10

OA 65

Z Variation

@ -5 % Tap %Z % Z Variation

8 0

@ 5 % Tap 8 0

Z Tolerance

+ 0 %

No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Flow only)

% FLA kW % G % B

Positive 0.5 12.5 0.125 0.484

Zero 0.5 12.5 0.125 0.484

Buried Delta Winding Zero Seq. Impedance Typical Value

OK Cancel

Figura 3.3 Datos del transformador de potencia

Como se observa en la Figura 3.3, se tiene todos los valores de la impedancia del transformador de acuerdo a las Normas ANSI.

Se debe tener en cuenta que cada vez que se cambie de voltaje o se cambie de capacidad al transformador se debe ingresar a esta pestaña y de nuevo dar click en Typical Z & X/R debido a que los valores cambian. Con esto se tendrá configurado nuestro transformador de potencia correctamente.

3.3.3 Datos de líneas

Como ya se mencionó anteriormente en la Tabla 3.1, se escogerá el calibre del conductor conforme el nivel de voltaje en que se vaya a simular. El programa posee librerías de conductores y estos ya vienen con los datos típicos de acuerdo a su fabricación. En la pestaña Info se debe colocar obligadamente la distancia del tramo del alimentador para que los cálculos obtenidos no sean erróneos. En la Figura 3.4, se muestra la configuración del tramo de un alimentador para un nivel de voltaje de 36kV.

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Southwire/S.LAYER	T1	25 °C	Code	133.1	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Quail 2/0	6 Strands
Phase Conductor					
Conductor Type	R-T1 (25 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Conductor Lib...	
AL	0.6813	0.8402	0.5909	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'	Ground Wire Lib...		
0.447 in	0.00768 ft	0.1182	megohms per 1 mile		
Southwire/S.LAYER	T1	25 °C	Code	66.36	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Sparrow #2	6 Strands
Ground Wire					
Conductor Type	R-T1 (25 °C)	R-T2 (50 °C)	Xa	Ground Wire Lib...	
AL	1.366	1.6178	0.6624	ohms per 1 mile	
Outside Diameter	GMR	Xa'	Cond. Wire Lib...		
0.316 in	0.00426 ft	0.1285	megohms per 1 mile		

Figura3.4 Datos del calibre de línea de distribución

3.3.4 Configuración de las estructuras

Este es un apartado muy importante ya que de esto depende la configuración del alimentador en este caso la simulación es de una cruceta horizontal semi enterrada. Aquí se deben colocar las distancias según la norma ya que de estas distancias dependerán las resistencias y reactancias de la línea.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Line1' window with the following configuration details:

Protection Info	Sag & Tension Parameter	Ampacity Configuration	Reliability Grouping	Remarks Earth	Comment Impedance
Southwire/S LAYER	T1 25 °C	Code 133.1 kcmil			
ACSR	60 Hz	T2 50 °C	Quail 2/0	6 Strands	

Configuration Type: GMD
Horizontal: 4.62 ft

Phase Spacing:
 Height: 40 ft
 AB: 3.667 ft
 BC: 3.667 ft
 CA: 7.334 ft

Ground Wires:
 Number of Ground Wires: 1
 CG: 3 ft

Conductors:
 Transposed
 Separation: 0 inch
 Conductors/phase: 1

The 'Layout' window shows a diagram of a horizontal cross-section with three conductors labeled A, B, and C, and a ground wire labeled CG. The vertical distance from the ground to the conductors is labeled 'Height'.

Figura3.5 Datos de la configuración de estructura

Se deben ingresar los datos, como la altura del poste y la separación entre conductor como se muestra en la Figura 3.5, luego de esto se podrá observar la impedancia de la línea. Esta impedancia cambiará, se reducirá o aumentará a medida que se vaya disminuyendo o aumentando el calibre del conductor.

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
Southwire/S.LAYER	T1	25 °C	Code	133.1	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Qual 2/0	6 Strands

Impedance (per phase)

	R - T1	X	Y
Pos.	0.68161	0.77609	6.17456
Neg.	0.68161	0.77609	6.17456
Zero	1.37892	2.34194	3.07641

R, X, Y Matrices

Phase Domain Sequence Domain

Library Temperatures

Base T1	Base T2
25 °C	50 °C

Operating Temperatures

Minimum	Maximum
30 °C	45 °C

Figura 3.6 Datos de impedancia de la línea de distribución,

Como se observa en la Figura 3.6, se calculan automáticamente las impedancias de secuencia positivas, negativas y zero. Cabe señalar que para que no exista un error al correr el programa se colocan las temperaturas dentro del rango de temperaturas base.

3.3.5 Carga

Para la simulación de carga se debe tomar en cuenta la carga, como se está balanceando el sistema en cada tramo de línea se simulan cargas iguales para las 3 fases. Se tiene que tomar en cuenta el factor de potencia que de acuerdo a las normas ecuatorianas es de 0,92.

Static Load Editor - Carga1

Info Loading Cable/Vd Cable Amp Harmonic Reliability Remarks Comment

1 51.75 kW 22.045 kvar 0.24 kV Cable Info not available

Ratings

kV kVA kW kvar % PF Amps

0.24 56.25 51.75 22.045 92 234.4

Calculator...

Loading

	Loading Category	% Loading	Load		Feeder Loss	
			kW	kvar	kW	kvar
1	Design	100	51.75	22.05	0	0
2	Normal	100	51.75	22.05	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

Carga1

Figura3.7 Datos de la carga concentrada

La Figura 3.7, muestra los datos de la carga que está concentrada en el sistema.

3.4 Simulación del alimentador de distribución a 400 m de distancia.

Las simulaciones en este proyecto se realizarán con un alimentador de 10 Kilómetros, en este caso la carga se concentrará de 400 metros, donde se colocarán transformadores de distribución con sus respectivas cargas.

Las simulaciones varían debido a la capacidad de la subestación y a los niveles de voltajes a simular, en este proyecto la capacidad será de 10 MVA y 15 MVA, con niveles de voltajes de 13.8kV, 22kV, y 36kV.

Hay que tomar en cuenta que este proyecto será implementado en la ciudad de Guayaquil y por ende todos los transformadores de distribución serán monofásicos.

3.4.1 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 10 MVA

La Tabla 3.5, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 10 MVA a un voltaje de 13.8kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas.

Como se observa en estas cuatro simulaciones realizadas se mantuvo el factor de potencia a 0.92 así como la caída de voltajes en el nodo más lejanas de la subestación a un máximo del 3.1% del voltaje nominal.

También, se puede observar que a medida que se va aumentando la carga en todo el alimentador para mantener la caída de voltaje al valor fijado se necesitarán bancos de capacitores los cuales irán aumentando conforme vaya aumentando la carga en todo el alimentador. El sistema simulado es balaceado debido a que la carga está concentrada en partes iguales.

Nivel de Voltaje	13.8kV			
Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	75 KVA		100 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	37.5 KVA	56.25 KVA	50 KVA	75 KVA
Núm. Transformadores Monofásicos	75	75	75	75
Demanda Total KW	2587.5	3881.25	3450	5175
Pérdidas Totales KW	20.6	46.5	38.2	63.6
Pérdidas Totales KVAR	77	183.3	149	255.2
Banco de Capacitores	NO	SI	SI	SI
KVAR del Banco	0	3(150)	3(150)	3(150)+3(200)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	20.6	37.6	30.8	58.5
Pérdidas KVAR con Capacitores	77	148.1	119.7	234.1
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.5 Resultados de pérdidas, 13.8kV A 10 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.2 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 15 MVA

La Tabla 3.6, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15 MVA a un voltaje de 13.8kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas. Como se observa en la tabla 3.6 y 3.7, de la simulación a medida que aumenta la carga vamos a necesitar bancos de capacitores los cuales servirán para disminuir la caída de voltaje en la barra más lejana a un máximo del 3.1% del voltaje nominal. Se debe tomar en cuenta, que a medida que se integran varios bancos de capacitores en el alimentador de distribución, este se torna más costoso y las fallas aumentan debido al cierre o apertura de los bancos de capacitores.

Si se compara la Tabla 3.5 con la Tabla 3.6 se nota que las pérdidas han aumentado conforme se ha aumentado la demanda, así como el número de bancos de capacitores. El sistema simulado es balaceado debido a que la carga está concentrada en partes iguales.

Nivel de Voltaje	13.8kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	100 KVA		150 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	50 KVA	75 KVA	75 KVA	112.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	75	75	75	75
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	31.8	60.2	60.4	108.3
Pérdidas Totales KVAR	106.9	210.2	211	385.3
Banco de Capacitores	SI	SI	SI	SI
KVAR del Banco	3(100)	3(100)+3(200)	3(150)+3(200)	9(200)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	29.4	55.2	55.6	101.2
Pérdidas KVAR con Capacitores	98.6	192.5	193	358.6
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.6 Resultados de pérdidas, 13.8kV A 15 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.3 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 10 MVA

La Tabla 3.7, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 10 MVA a un voltaje de 22kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas.

En las simulaciones a 22kV también se trató de mantener el voltaje de la barra más alejada del transformador de potencia en un 3.1% de caída de voltaje.

En estas simulaciones no fue necesario la implementación de bancos de capacitores debido a que el voltaje aumenta y la corriente disminuye lo cual hay menos pérdidas por ende la caída de voltaje será menor. Todo esto también es gracias a la disminución del calibre del conductor el cual será menor que el calibre de 13.8kV.

Nivel de Voltaje	22kV			
	10 MVA			
Alimentador	50%		75%	
	75 KVA		100 KVA	
Transformadores	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	37.5 KVA	56.25 KVA	50 KVA	75 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	75	75	75	75
Demanda Total KW	2587.5	3881.25	3450	5175
Pérdidas Totales KW	16.6	32.3	27.1	51.1
Pérdidas Totales KVAR	45.6	107.4	86.7	180.1
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	SI
KVAR del Banco	0	0	0	3(150)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	16.6	32.3	27.1	47.8
Pérdidas KVAR con Capacitores	45.6	107.4	86.7	169.2
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.7 Resultados de pérdidas, 22kV A 10 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.4 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 15 MVA

La Tabla 3.8, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15 MVA a un voltaje de 22kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas.

Como se observa a medida que se aumenta el voltaje, comparado con la misma carga anterior a la de 13.8kV, se observa que la caída de voltaje será menor y se mantendrá en el rango permitido, se puede notar porque no es necesario colocar un banco de capacitores en todas las simulaciones sino en la última simulación, que es la que habrá mayor demanda. Las pérdidas de potencia serán relativamente menores a las de 13.8kV, debido al nivel de voltaje de operación y al calibre del conductor.

Nivel de Voltaje	22kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	100 KVA		150 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	50 KVA	75 KVA	75 KVA	112.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	75	75	75	n75
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	25.1	46.7	48.3	86.9
Pérdidas Totales KVAR	62.4	135.2	137.6	263
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	SI
KVAR del Banco	0	0	0	3(150)+3(200)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	25.1	46.7	48.3	80.4
Pérdidas KVAR con Capacitores	62.4	135.2	137.6	242.2
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.8 Resultados de pérdidas 22kV A 15 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.5 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 10 MVA

La Tabla 3.9, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 10 MVA a un voltaje de 36kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas.

Como se observar en los resultados de la simulación las pérdidas de potencia para este nivel de voltaje, son menores que los resultados anteriores, así como no es necesario el uso de bancos de capacitores, debido a que la corriente es mínima.

Nivel de Voltaje	36kV			
Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	75 KVA		100 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	37.5 KVA	56.25 KVA	50 KVA	75 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	75	75	75	75
Demanda Total KW	2587.5	3881.25	3450	5175
Pérdidas Totales KW	10.2	21	17.6	33.3
Pérdidas Totales KVAR	2.4	55.4	38.5	116.8
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	NO
KVAR del Banco	0	0	0	0
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	10.2	21	17.6	33.3
Pérdidas KVAR con Capacitores	2.4	55.4	38.5	116.8
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.9 Resultados de pérdidas, 36kV A 10 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.6 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 15 MVA

La Tabla 3.10, muestra la carga del alimentador cargado a un 50% y a un 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15 MVA a un voltaje de 36kV, a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas.

Como se observa en la tabla de resultados al elevar el voltaje a 36kV,, se nota que no se necesitan banco de capacitores en todo el alimentador ya que la caída de voltaje es mínima debido a la pequeña corriente que circula por la misma. Las pérdidas de potencia y energía disminuirán considerablemente en un aproximado del 50% con respecto al alimentador de 13.8kV y un 38% al de 22kV.

Nivel de Voltaje	36kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	100 KVA		150 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	50 KVA	75 KVA	75 KVA	112.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	75	75	75	75
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	15.5	29.6	30.1	54.4
Pérdidas Totales KVAR	13.8	70.5	72.7	171.1
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	NO
KVAR del Banco	0	0	0	0
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	15.5	29.6	30.1	54.4
Pérdidas KVAR con Capacitores	13.8	70.5	72.7	171.1
Distancia entre Carga [metros]	400	400	400	400

Tabla 3.10 Resultados de pérdidas, 36kV A 15 MVA a 400 metros de concentración de carga.

3.4.7 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 10 MVA

La comparación de pérdidas de potencias para alimentadores de distribución con capacidad de 10 MVA con diferentes niveles de voltajes a una distancia de 400 metros entre cargas concentradas, como se puede observar en la Tabla 3.11, la reducción de pérdidas de potencia para cada nivel de voltaje va disminuyendo considerablemente.

Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	75 KVA		100 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	37.5 KVA	56.25 KVA	50 KVA	75 KVA
Nivel de Voltaje	13.8kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	20.6	37.6	30.8	58.5
Pérdidas de Energía KWH	180456	329376	269808	512460
Nivel de Voltaje	22kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	16.6	32.3	27.1	47.8
Pérdidas de Energía KWH	145416	282948	237396	418728
Nivel de Voltaje	36kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	10.2	21	17.6	33.3
Pérdidas de Energía KWH	89352	183960	154176	291708

Tabla 3.11 Comparación de pérdidas de potencia y energía, 10 MVA a 400 Metros de concentración de carga.

3.4.8 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 15 MVA

Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	100 KVA		150 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	50 KVA	75 KVA	75 KVA	112.5 KVA
Nivel de Voltaje	13.8kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	29.4	55.2	55.6	101.2
Pérdidas de Energía KWH	257544	483552	487056	886512
Nivel de Voltaje	22kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	25.1	46.7	48.3	80.4
Pérdidas de Energía KWH	219876	409092	423108	704304
Nivel de Voltaje	36kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	15.5	29.6	30.1	54.4
Pérdidas de Energía KWH	135780	259296	263676	476544

Tabla 3.12 Comparación de pérdidas de potencia y energía, 15 MVA a 400 metros de concentración de carga.

Como se observa en la Tabla 3.12, la reducción de pérdidas de potencia para cada nivel de voltaje va disminuyendo conforme va aumentando

el nivel de voltaje. Esta reducción de pérdidas es mayor en comparación con las pérdidas de la Tabla 3.11.

3.4.9 Observaciones de la comparación de pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia y energía van disminuyendo conforme va aumentando el nivel de voltaje. Los calibres de los conductores toman un papel importante, a medida que va aumentando el nivel de voltaje, el calibre del conductor va disminuyendo, debido a que la corriente que circulará por el conductor será menor.

Para el nivel de voltaje base de 13.8kV a medida que se aumenta la carga como se muestran en la Tabla 3.11 y la Tabla 3.12, se utilizarán una mayor cantidad de bancos de capacitores lo cual hace que el alimentador sea más costoso disminuyendo la confiabilidad del mismo, esto se debe a que a la apertura o al cierre del banco de capacitores el sistema lo ve como una falla. Para los niveles de voltajes menores el sistema tiene mayor probabilidad de fallas (mayor elemento en el alimentador de distribución), debido al uso de capacitores o reguladores de voltajes los cuales servirán para mantener el voltaje en el nodo más alejado de la subestación.

3.5 Simulaciones del alimentador de distribución a 200 metros de distancia

Retomando las simulaciones al igual que las tablas anteriores se procedió a simular el alimentador de distribución concentrando las cargas ahora de una manera más cercana a 200 metros de distancia cada una, es decir a partir de esa distancia se colocaron los bancos de transformadores.

Con esto se hará una comparación de pérdidas de potencia y energía entre los resultados de la simulación, esto ayudará a confirmar las respuestas obtenidas en las simulaciones anteriores. En todas las simulaciones se mantuvo la caída de voltaje en la barra más lejana de la subestación a 3.1% del voltaje nominal del alimentador de distribución para esto se utilizaron bancos de capacitores, también se tomó en cuenta el factor de potencia que se mantuvo de acuerdo a la norma ecuatoriana 0.92.

3.5.1 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 10 MVA

La Tabla 3.13, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 10 MVA a un voltaje de 13.8kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

Nivel de Voltaje	13.8kV			
Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	37.5 KVA		50 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	18.75 KVA	28.13 KVA	25 KVA	37.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	2587.5	3881.94	3450	5175
Pérdidas Totales KW	24.6	50.5	40.9	82.9
Pérdidas Totales KVAR	86.6	186.7	149.7	312.2
Banco de Capacitores	SI	SI	SI	SI
KVAR del Banco	3(150)	6(150)	6(150)	9(200)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	22.2	45.5	37	75.6
Pérdidas KVAR con Capacitores	77.7	167.4	134.5	282.1
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.13 Resultados de pérdidas, 13.8kV a 10 MVA A 200 metros de concentración de carga

3.5.2 Simulación del alimentador a 13.8kV capacidad 15 MVA

Nivel de Voltaje	13.8kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	50 KVA		75 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	25 KVA	37.5 KVA	37.5 KVA	56.25 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	39.2	78.7	79.6	153.7
Pérdidas Totales KVAR	123.4	256.4	259.4	509.3
Banco de Capacitores	SI	SI	SI	SI
KVAR del Banco	3(150)	6(150)	6(150)+3(200)	9(200)+3(300)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	36	71.3	72.1	145.4
Pérdidas KVAR con Capacitores	113.3	230.3	233.6	477.9
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.14 Resultados de pérdidas, 13.8kV A 15 MVA a 200 metros de concentración de carga.

La Tabla 3.14, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15

MVA a un voltaje de 13.8kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

3.5.3 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 10 MVA

Nivel de Voltaje	22kV			
Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	37.5 KVA		50 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	18.75 KVA	28.13 KVA	25 KVA	37.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	2587.5	3881.94	3450	5175
Pérdidas Totales KW	18.2	37.2	30.5	61.5
Pérdidas Totales KVAR	53.1	128.8	102.2	225.4
Banco de Capacitores	NO	SI	NO	SI
KVAR del Banco	0	3(100)	0	6(150)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	18.2	34.9	30.5	55.8
Pérdidas KVAR con Capacitores	53.1	120.8	102.2	202.7
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.15 Resultados de pérdidas, 22kV A 10 MVA a 200 metros de concentración de carga.

La Tabla 3.15, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de Potencia que es de 10 MVA a un voltaje de 22kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

3.5.4 Simulación del alimentador a 22kV capacidad 15 MVA

Nivel de Voltaje	22kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	50 KVA		75 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	25 KVA	37.5 KVA	37.5 KVA	56.25 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	28.5	57.2	57.7	110.5
Pérdidas Totales KVAR	74.7	169.5	171.3	345.8
Banco de Capacitores	NO	SI	SI	SI
KVAR del Banco	0	6(150)	6(150)	9(200)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	28.5	51.8	52.9	101.4
Pérdidas KVAR con Capacitores	74.7	151.6	155.4	314.6
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.16 Resultados de pérdidas, 22kV A 15 MVA a 200 metros de concentración de carga.

La Tabla 3.16, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15 MVA a un voltaje de 22kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

3.5.5 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 10 MVA

Nivel de Voltaje	36kV			
Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	37.5 KVA		50 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	18.75 KVA	28.13 KVA	25 KVA	37.5 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	2587.5	3881.94	3450	5175
Pérdidas Totales KW	11.7	26.3	20	40.2
Pérdidas Totales KVAR	10.5	84.2	52.3	154.7
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	NO
KVAR del Banco	0	0	0	0
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	11.7	26.3	20	40.2
Pérdidas KVAR con Capacitores	10.5	84.2	52.3	154.7
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.17 Resultados de pérdidas, 36kV a 10 MVA A 200 metros de concentración de carga.

La Tabla 3.17, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de potencia de 10 MVA a un voltaje de 36kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

3.5.6 Simulación del alimentador a 36kV capacidad 15 MVA

Nivel de Voltaje	36kV			
Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	50 KVA		75 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	25 KVA	37.5 KVA	37.5 KVA	56.25 KVA
Número de Transformadores Monofásicos	150	150	150	150
Demanda Total KW	3450	5175	5175	7762.5
Pérdidas Totales KW	17.7	35.7	35.2	71.7
Pérdidas Totales KVAR	23.7	97.9	95.3	246.2
Banco de Capacitores	NO	NO	NO	SI
KVAR del Banco	0	0	0	3(150)
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	17.7	35.7	35.2	64.7
Pérdidas KVAR con Capacitores	23.7	97.9	95.3	230.4
Distancia entre Carga [metros]	200	200	200	200

Tabla 3.18 Resultados de pérdidas, 36kV A 15 MVA a 200 metros de concentración de carga.

La Tabla 3.18, muestra la carga del alimentador cargado al 50% y al 75% del total de la capacidad del transformador de potencia que es de 15 MVA a un voltaje de 36kV, a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

3.5.7 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 10 MVA

Comparación de pérdidas de potencias para alimentadores con capacidad de 10 MVA con diferentes niveles de voltajes a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

Alimentador	10 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	37.5 KVA		50 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	18.75 KVA	28.13 KVA	25 KVA	37.5 KVA
Nivel de Voltaje	13.8kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	22.2	45.5	37	75.6
Pérdidas de Energía KWH	194472	398580	324120	662256
Nivel de Voltaje	22kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	18.2	34.9	30.5	55.8
Pérdidas de Energía KWH	159432	305724	267180	488808
Nivel de Voltaje	36kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	11.7	26.3	20	40.2
Pérdidas de Energía KWH	102492	230388	175200	352152

Tabla 3.19 Comparación de pérdidas de potencia y energía, 10 MVA a 200 metros de concentración de carga.

Como se puede observar en la Tabla 3.19, muestra que tanto las pérdidas de potencia como las pérdidas de energía disminuyen conforme se aumenta el voltaje del alimentador de distribución.

Se nota que las pérdidas del alimentador base de 13.8kV comparado con el del 36kV las pérdidas son aproximadamente el doble.

Con esto se puede afirmar que al aumentar el voltaje con la misma concentración de carga en todas las simulaciones a una distancia igual va a ver una disminución considerable de pérdidas tanto de potencia como energía, considerando que la caída de voltaje en todas las barras no supere el 3.1% del voltaje nominal y su factor de potencia se mantenga dentro de los rangos permitidos.

3.5.8 Comparación pérdidas de potencia y energía, alimentador 15 MVA

Comparación de pérdidas de potencias para alimentadores con capacidad de 15 MVA con diferentes niveles de voltajes a una distancia de 200 metros entre cargas concentradas.

Alimentador	15 MVA			
	50%		75%	
Transformadores	50 KVA		75 KVA	
	50%	75%	50%	75%
Carga de cada Transformador	25 KVA	37.5 KVA	37.5 KVA	56.25 KVA
Nivel de Voltaje	13.8kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	36	71.3	72.1	145.4
Pérdidas de Energía KWH	315360	624588	631596	1273704
Nivel de Voltaje	22kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	28.5	51.8	52.9	101.4
Pérdidas de Energía KWH	249660	453768	463404	888264
Nivel de Voltaje	36kV			
Pérdidas KW con Banco de Capacitores	17.7	35.7	35.2	64.7
Pérdidas de Energía KWH	155052	312732	308352	566772

Tabla 3.20 Comparación de pérdidas de potencia y energía, 15 MVA a 200 metros de concentración de carga

En la Tabla 3.20, se observa considerablemente el rango de pérdidas para cada nivel de voltaje.

Esto lleva a concluir que para alimentadores largos y con cargas concentradas fuertes es factible el uso de alimentadores con un nivel de voltaje mayor.

Observando las pérdidas tanto de potencia como de energía del alimentador base 13.8kV con respecto al del alimentador de 36kV se nota que las pérdidas se minimizan a más de la mitad, entonces se puede afirmar que es conveniente utilizar alimentadores de 36kV en donde exista una gran demanda tanto de potencia como de energía.

CAPÍTULO 4

4 ANÁLISIS COMPARATIVO

El análisis se trata de comparar el ahorro económico por medio de las pérdidas y la inversión, para este análisis se utilizará el valor del kilovatio hora ya mencionado en el capítulo 1 que es de 0.80 centavos de dólar.

Se realizó una inversión para nivel de voltaje de 13,8kV, 22kV y 36kV donde se tomaron en cuenta los elementos que van en un sistema de distribución, la mano de obra y el transporte de los elementos.

Se realizó una diferencia de inversiones, entre 13,8kV y 22kV y entre 13,8kV y 36kV, también se hizo una diferencia entre las pérdidas de 13,8kV y 22kV y entre 13,8kV y 36kV, para luego multiplicar el valor de las pérdidas de energía con el costo de la energía eléctrica, para así hacer un análisis económico comparativo entre la diferencia de inversiones y los ahorros.

Este análisis fue realizado en EXCEL con el propósito de analizar el VAN “Valor Anual Neto” y la TIR “Tasa Interna de Retorno” para poder conocer la rentabilidad del proyecto en diferentes escenarios.

4.1 Valor anual de pérdidas de energía

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	22,20	\$ 17.113,54	13,8kV	45,50	\$ 35.075,04	13,8kV	37,00	\$ 28.522,56	13,8kV	75,60	\$ 58.278,53
22kV	18,12	\$ 13.968,35	22kV	34,90	\$ 26.903,71	22kV	30,50	\$ 23.511,84	22kV	55,80	\$ 43.015,10

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	36,00	\$ 27.751,68	13,8kV	71,30	\$ 54.963,74	13,8kV	72,10	\$ 55.580,45	13,8kV	145,40	\$ 112.085,95
22kV	28,50	\$ 21.970,08	22kV	51,80	\$ 39.931,58	22kV	52,90	\$ 40.779,55	22kV	101,40	\$ 78.167,23

Tabla 4.1 Valor anual de las pérdidas de energía de 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 200 metros

En la Tabla 4.1, se muestran los valores de las pérdidas que fueron calculadas por medio de simulaciones en el programa ETAP, también muestra los valores anuales de las pérdidas de energía en diferentes situaciones a un nivel de voltaje de 13,8kV y de 22kV con una alimentadora de 10 MVA y 15 MVA y los transformadores que distribuyen a la red para el consumidor separados a 200 metros, esto se lo realizó multiplicando las pérdidas de energía por el valor promedio de la energía eléctrica.

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	22,20	\$ 17.113,54	13,8kV	45,50	\$ 35.075,04	13,8kV	37,00	\$ 28.522,56	13,8kV	75,60	\$ 58.278,53
36kV	11,70	\$ 9.019,30	36kV	26,30	\$ 20.274,14	36kV	20,00	\$ 15.417,60	36kV	40,20	\$ 30.989,38

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL DE VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	36,00	\$ 27.751,68	13,8kV	71,30	\$ 54.963,74	13,8kV	72,10	\$ 55.580,45	13,8kV	145,40	\$ 112.085,95
36kV	17,70	\$ 13.644,58	36kV	35,70	\$ 27.520,42	36kV	35,20	\$ 27.134,98	36kV	64,70	\$ 49.875,94

Tabla 4.2 Valor anual de las pérdidas de energía de 13.8kV y 36kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 200 metros

En la Tabla 4.2, se muestran los valores de las pérdidas que fueron calculadas por medio de simulaciones en el programa ETAP, también muestra los valores anuales de las pérdidas de energía en diferentes situaciones a un nivel de voltaje de 13,8kV y de 36kV con una alimentadora de 10 MVA y 15 MVA y los transformadores que distribuyen a la red para el consumidor separados a 200 metros, esto se lo realizó multiplicando las pérdidas de energía por el valor promedio de la energía eléctrica.

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	20,60	\$ 15.880,13	13,8kV	37,60	\$ 28.985,09	13,8kV	30,80	\$ 23.743,10	13,8kV	58,50	\$ 45.096,48
22kV	16,60	\$ 12.796,61	22kV	32,30	\$ 24.899,42	22kV	27,10	\$ 20.890,85	22kV	47,80	\$ 36.848,06

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	29,40	\$ 22.663,87	13,8kV	55,20	\$ 42.552,58	13,8kV	55,60	\$ 42.860,93	13,8kV	101,20	\$ 78.013,06
22kV	25,10	\$ 19.349,09	22kV	46,70	\$ 36.000,10	22kV	48,30	\$ 37.233,50	22kV	80,40	\$ 61.978,75

Tabla 4.3 Valor anual de las pérdidas de energía de 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 400 metros

En la Tabla 4.3, se muestra los valores de las pérdidas que fueron calculadas por medio de simulaciones en el programa ETAP, también muestra los valores anuales de las pérdidas de energía en diferentes situaciones a un nivel de voltaje de 13,8kV y de 22kV con una alimentadora de 10 MVA y 15 MVA y los transformadores que distribuyen a la red para el consumidor separados a 400 metros, esto se lo realizó multiplicando las pérdidas de energía por el valor promedio de la energía eléctrica.

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	20,60	\$ 15.880,13	13,8kV	37,60	\$ 28.985,09	13,8kV	30,80	\$ 23.743,10	13,8kV	58,50	\$ 45.096,48
36kV	10,20	\$ 7.862,98	36kV	21,00	\$ 16.188,48	36kV	17,60	\$ 13.567,49	36kV	33,30	\$ 25.670,30

VALOR ANUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD			AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL	NIVEL VOLTAJE	PÉRDIDAS KWH	VALOR ANUAL
13,8kV	29,40	\$ 22.663,87	13,8kV	55,20	\$ 42.552,58	13,8kV	55,60	\$ 42.860,93	13,8kV	101,20	\$ 78.013,06
36kV	15,50	\$ 11.948,64	36kV	29,60	\$ 22.818,05	36kV	30,10	\$ 23.203,49	36kV	54,40	\$ 41.935,87

Tabla 4.4 Valor anual de las pérdidas de energía de 13.8kV y 36kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 400 metros

En la Tabla 4.4, se muestran los valores de las pérdidas que fueron calculadas por medio de simulaciones en el programa ETAP, también muestra los valores anuales de las pérdidas de energía en diferentes situaciones a un nivel de voltaje de 13,8kV y de 36kV con una alimentadora de 10 MVA y 15 MVA y los transformadores que distribuyen a la red para el consumidor separados a 400 metros, esto se lo realizó multiplicando las pérdidas de energía por el valor promedio de la energía eléctrica.

4.2 Inversión y ahorro

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 96.566,14	0	-\$ 96.566,14
	10	\$ 3.145,19
	20	\$ 3.145,19
	30	\$ 3.145,19
	40	\$ 3.145,19
	50	\$ 3.145,19

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 96.566,14	0	-\$ 96.566,14
	10	\$ 8.171,33
	20	\$ 8.171,33
	30	\$ 8.171,33
	40	\$ 8.171,33
	50	\$ 8.171,33

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 106.303,11	0	-\$ 106.303,11
	10	\$ 5.010,72
	20	\$ 5.010,72
	30	\$ 5.010,72
	40	\$ 5.010,72
	50	\$ 5.010,72

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 106.303,11	0	-\$ 106.303,11
	10	\$ 15.263,42
	20	\$ 15.263,42
	30	\$ 15.263,42
	40	\$ 15.263,42
	50	\$ 15.263,42

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 106.303,11	0	-\$ 106.303,11
	10	\$ 5.181,60
	20	\$ 5.181,60
	30	\$ 5.181,60
	40	\$ 5.181,60
	50	\$ 5.181,60

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 106.303,11	0	-\$ 106.303,11
	10	\$ 15.032,16
	20	\$ 15.032,16
	30	\$ 15.032,16
	40	\$ 15.032,16
	50	\$ 15.032,16

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 113.404,99	0	-\$ 113.404,99
	10	\$ 14.800,90
	20	\$ 14.800,90
	30	\$ 14.800,90
	40	\$ 14.800,90
	50	\$ 14.800,90

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 113.404,99	0	-\$ 113.404,99
	10	\$ 33.918,72
	20	\$ 33.918,72
	30	\$ 33.918,72
	40	\$ 33.918,72
	50	\$ 33.918,72

Tabla 4.5 Inversión y ahorro entre 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 200 metros

En la Tabla 4.5, se muestra la diferencia de inversión que hay en los diferentes tipos de escenarios entre un voltaje de 13,8kV y 22kV y también muestra los ahorros que son dados por la resta del valor anual de las pérdidas de 13,8kV con las de 22kV, esto se lo realizó para una línea de 10 MVA y 15 MVA con transformadores de distribución separados a 400 metros y para 50 años.

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 169.883,76	0	-\$ 169.883,76
	10	\$ 8.094,24
	20	\$ 8.094,24
	30	\$ 8.094,24
	40	\$ 8.094,24
	50	\$ 8.094,24

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 169.883,76	0	-\$ 169.883,76
	10	\$ 14.800,90
	20	\$ 14.800,90
	30	\$ 14.800,90
	40	\$ 14.800,90
	50	\$ 14.800,90

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 178.356,71	0	-\$ 178.356,71
	10	\$ 10.175,62
	20	\$ 10.175,62
	30	\$ 10.175,62
	40	\$ 10.175,62
	50	\$ 10.175,62

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 178.356,71	0	-\$ 178.356,71
	10	\$ 27.289,15
	20	\$ 27.289,15
	30	\$ 27.289,15
	40	\$ 27.289,15
	50	\$ 27.289,15

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 184.440,11	0	-\$ 184.440,11
	10	\$ 14.107,10
	20	\$ 14.107,10
	30	\$ 14.107,10
	40	\$ 14.107,10
	50	\$ 14.107,10

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 184.440,11	0	-\$ 184.440,11
	10	\$ 27.443,33
	20	\$ 27.443,33
	30	\$ 27.443,33
	40	\$ 27.443,33
	50	\$ 27.443,33

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 190.941,23	0	-\$ 190.941,23
	10	\$ 28.445,47
	20	\$ 28.445,47
	30	\$ 28.445,47
	40	\$ 28.445,47
	50	\$ 28.445,47

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 190.941,23	0	-\$ 190.941,23
	10	\$ 62.210,02
	20	\$ 62.210,02
	30	\$ 62.210,02
	40	\$ 62.210,02
	50	\$ 62.210,02

Tabla 4.6 Inversión y ahorro entre 13.8kV y 36kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 200 metros

En la Tabla 4.6, se muestra la diferencia de inversión que hay en los diferentes tipos de escenarios entre un voltaje de 13,8kV y 36kV y también muestra los ahorros que son dados por la resta del valor anual de las pérdidas de 13,8kV con las de 36kV, esto se lo realizó para una línea de 10 MVA y 15 MVA con transformadores de distribución separados a 200 metros y para 50 años.

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 56.496,64	0	-\$ 56.496,64
	10	\$ 3.083,52
	20	\$ 3.083,52
	30	\$ 3.083,52
	40	\$ 3.083,52
	50	\$ 3.083,52

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 56.496,64	0	-\$ 56.496,64
	10	\$ 4.085,66
	20	\$ 4.085,66
	30	\$ 4.085,66
	40	\$ 4.085,66
	50	\$ 4.085,66

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 74.706,02	0	-\$ 74.706,02
	10	\$ 2.852,26
	20	\$ 2.852,26
	30	\$ 2.852,26
	40	\$ 2.852,26
	50	\$ 2.852,26

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 74.706,02	0	-\$ 74.706,02
	10	\$ 8.248,42
	20	\$ 8.248,42
	30	\$ 8.248,42
	40	\$ 8.248,42
	50	\$ 8.248,42

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 74.706,02	0	-\$ 74.706,02
	10	\$ 3.314,78
	20	\$ 3.314,78
	30	\$ 3.314,78
	40	\$ 3.314,78
	50	\$ 3.314,78

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 74.706,02	0	-\$ 74.706,02
	10	\$ 6.552,48
	20	\$ 6.552,48
	30	\$ 6.552,48
	40	\$ 6.552,48
	50	\$ 6.552,48

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 83.871,94	0	-\$ 83.871,94
	10	\$ 5.627,42
	20	\$ 5.627,42
	30	\$ 5.627,42
	40	\$ 5.627,42
	50	\$ 5.627,42

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 83.871,94	0	-\$ 83.871,94
	10	\$ 16.034,30
	20	\$ 16.034,30
	30	\$ 16.034,30
	40	\$ 16.034,30
	50	\$ 16.034,30

Tabla 4.7 Inversión y ahorro entre 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 400 metros

En la Tabla 4.7, se muestra la diferencia de inversión que hay en los diferentes tipos de escenarios entre un voltaje de 13,8kV y 22kV y también muestra los ahorros que son dados por la resta del valor anual de las pérdidas de 13,8kV con las de 22kV, esto se lo realizó para una línea de 10 MVA y 15 MVA con transformadores de distribución separados a 400 metros y para 50 años.

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 136.603,78	0	-\$ 136.603,78
	10	\$ 8.017,15
	20	\$ 8.017,15
	30	\$ 8.017,15
	40	\$ 8.017,15
	50	\$ 8.017,15

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 136.603,78	0	-\$ 136.603,78
	10	\$ 12.796,61
	20	\$ 12.796,61
	30	\$ 12.796,61
	40	\$ 12.796,61
	50	\$ 12.796,61

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 148.371,50	0	-\$ 148.371,50
	10	\$ 10.175,62
	20	\$ 10.175,62
	30	\$ 10.175,62
	40	\$ 10.175,62
	50	\$ 10.175,62

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 148.371,50	0	-\$ 148.371,50
	10	\$ 19.426,18
	20	\$ 19.426,18
	30	\$ 19.426,18
	40	\$ 19.426,18
	50	\$ 19.426,18

INVERSIÓN Y AHORRO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 148.371,50	0	-\$ 148.371,50
	10	\$ 10.715,23
	20	\$ 10.715,23
	30	\$ 10.715,23
	40	\$ 10.715,23
	50	\$ 10.715,23

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 148.371,50	0	-\$ 148.371,50
	10	\$ 19.734,53
	20	\$ 19.734,53
	30	\$ 19.734,53
	40	\$ 19.734,53
	50	\$ 19.734,53

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 163.937,51	0	-\$ 163.937,51
	10	\$ 19.657,44
	20	\$ 19.657,44
	30	\$ 19.657,44
	40	\$ 19.657,44
	50	\$ 19.657,44

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
INVERSIÓN	AÑOS	AHORRO
-\$ 163.937,51	0	-\$ 163.937,51
	10	\$ 36.077,18
	20	\$ 36.077,18
	30	\$ 36.077,18
	40	\$ 36.077,18
	50	\$ 36.077,18

Tabla 4.8 Inversión y ahorro entre 13.8kV y 36kV con una alimentadora de 10 y de 15 MVA separados a 400 metros

En la Tabla 4.8, se muestra la diferencia de inversión que hay en los diferentes tipos de escenarios entre un voltaje de 13,8kV y 36kV y también muestra los ahorros que son dados por la resta del valor anual de las pérdidas de 13,8kV con las de 36kV, esto se lo realizó para una línea de 10 y 15 MVA con transformadores de distribución separados a 400 metros y para 50 años.

4.3 Análisis económico

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-163404,49	-8%
20	-149792,35	-3%
30	-104418,55	1%
40	-59044,76	4%
50	-13670,96	5%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-40139,01	1%
20	-4774,14	5%
30	113108,77	8%
40	230991,67	9%
50	348874,57	10%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-200390,34	-7%
20	-178704,34	-2%
30	-106417,65	2%
40	-34130,97	4%
50	38155,72	5%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	51056,11	5%
20	117115,02	8%
30	337311,39	11%
40	557507,75	12%
50	777704,12	12%

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-181484,60	-6%
20	-156462,28	-1%
30	-73054,57	3%
40	10353,15	5%
50	93760,86	6%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	45384,39	5%
20	110442,40	8%
30	327302,46	11%
40	544162,52	11%
50	761022,58	12%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-32278,82	2%
20	31778,30	6%
30	245302,05	9%
40	458825,80	10%
50	672349,55	10%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	436583,74	14%
20	583381,32	16%
30	1072706,58	18%
40	1562031,83	18%
50	2051357,09	18%

Tabla 4.9 Análisis económico entre 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA separados A 200 Metros

En la Tabla 4.9, se muestran los diferentes escenarios que se pueden presentar entre el nivel de voltaje 13.8kV y 22kV, con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA con los transformadores para alimentar al consumidor separados a 200 m tomando en cuenta una diferencia de inversión y un ahorro por medio de las pérdidas realizando un análisis económico del VAN “Valor Actual Neto” y la TIR “Tasa Interna de Retorno” proyectado a 50 años. Se puede notar que en la alimentadora de 15 MVA será más rentable utilizar el nivel de voltaje de 22kV.

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-254292,99	-6%
20	-219595,38	-1%
30	-103936,68	3%
40	11722,01	5%
50	127380,71	6%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 37,5KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-137077,35	-1%
20	-81694,63	3%
30	102914,45	6%
40	287523,52	8%
50	472132,60	8%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-334792,61	-6%
20	-290753,34	-1%
30	-143955,76	3%
40	2841,81	5%
50	149639,39	6%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-107923,63	1%
20	-23848,66	5%
30	256401,26	8%
40	536651,18	9%
50	816901,10	9%

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 200 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-452888,31	-6%
20	-391833,86	-1%
30	-188319,04	3%
40	15195,78	5%
50	218710,61	6%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 50KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-125818,86	1%
20	-7046,27	5%
30	388862,34	8%
40	784770,96	9%
50	1180679,58	10%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-161884,77	1%
20	-38774,98	5%
30	371590,97	8%
40	781956,92	9%
50	1192322,88	9%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 150 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	666187,02	12%
20	935427,12	14%
30	1832894,12	15%
40	2730361,13	16%
50	3627828,14	16%

Tabla 4.10 Análisis económico entre 13.8kV y 36kV con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA separados A 200 Metros

En la Tabla 4.10, se muestran los diferentes escenarios que se pueden presentar entre el nivel de voltaje 13.8kV y 36kV, con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA con los transformadores para alimentar al consumidor separados a 200 m tomando en cuenta una diferencia de inversión y un ahorro por medio de las pérdidas realizando un análisis económico del VAN y la TIR proyectado a 50 años. Se puede notar que a mayor cantidad de demanda será mejor utilizar un nivel de voltaje mayor, en este caso el más rentable sería la línea de 15 MVA trabajando al 75% de su capacidad con sus transformadores al 75%.

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-14546409%	-0,08
20	-132118,85	-3%
30	-8763474%	0,02
40	-43150,62	4%
50	133349%	0,05

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-12088661%	-0,05
20	-103204,18	-1%
30	-44262,73	4%
40	14678,72	5%
50	73620,18	6%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-200437,45	-10%
20	-188093,11	-5%
30	-146945,30	0%
40	-105797,50	3%
50	-64649,69	4%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	18287,21	7%
20	28087,52	9%
30	52092,41	10%
40	66829,33	11%
50	75876,52	11%

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 22kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-189094,00	-9%
20	-174747,87	-4%
30	-126927,45	1%
40	-79107,03	3%
50	-31286,60	5%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-109689,86	-3%
20	-81331,23	2%
30	13197,51	5%
40	107726,25	7%
50	202255,00	8%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-263210,67	-8%
20	-238855,62	-3%
30	-157672,11	2%
40	-76488,60	4%
50	4694,90	5%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-7983,07	3%
20	61412,15	6%
30	292729,54	9%
40	524046,94	10%
50	755364,33	11%

Tabla 4.11 Análisis económico entre 13.8kV y 22kV con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA separados A 400 Metros

En la Tabla 4.11, se muestran los diferentes escenarios que se pueden presentar entre el nivel de voltaje 13.8kV y 22kV, con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA con los transformadores para alimentar al consumidor separados a 400 m tomando en cuenta una diferencia de inversión y un ahorro por medio de las pérdidas realizando un análisis económico del VAN y la TIR proyectado a 50 años. En el caso que no tenga mucha demanda se podrá utilizar un nivel de voltaje de 13,8kV que el de 22kV debido a que la diferencia de las pérdidas no es alta, no sería rentable utilizar un nivel de voltaje tan alto.

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 10 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-254292,99	-6%
20	-219595,38	-1%
30	-103936,68	3%
40	11722,01	5%
50	127380,71	6%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 75KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-137077,35	-1%
20	-81694,63	3%
30	102914,45	6%
40	287523,52	8%
50	472132,60	8%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-334792,61	-6%
20	-290753,34	-1%
30	-143955,76	3%
40	2841,81	5%
50	149639,39	6%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100 KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-107923,63	1%
20	-23848,66	5%
30	256401,26	8%
40	536651,18	9%
50	816901,10	9%

ANÁLISIS ECONÓMICO ENTRE 13.8kV Y 36kV CON UNA ALIMENTADORA DE 15 MVA SEPARADOS A 400 METROS

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-321558,59	-5%
20	-275183,90	-1%
30	-120601,60	3%
40	33980,69	5%
50	188562,99	6%

AL 50% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 100KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-100361,33	1%
20	-14951,83	5%
30	269746,50	8%
40	554444,83	9%
50	839143,16	9%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 50% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	-355070,52	-3%
20	-269994,65	1%
30	13591,58	5%
40	297177,81	7%
50	580764,04	7%

AL 75% DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA, 75 TRANSFORMADORES DE 150KVA QUE TRABAJAN AL 75% DE SU CAPACIDAD		
AÑOS	VAN	TIR
10	47621,93	4%
20	203761,17	7%
30	724225,31	10%
40	1244689,44	11%
50	1765153,58	11%

Tabla 4.12 Análisis económico entre 13.8kV Y 36kV con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA separados A 400 Metros

En la Tabla 4.12, se muestran los diferentes escenarios que se pueden presentar entre el nivel de voltaje 13.8kV y 36kV, con una alimentadora de 10 MVA y de 15 MVA con los transformadores para alimentar al consumidor separados a 400 m tomando en cuenta una diferencia de inversión y un ahorro por medio de las pérdidas realizando un análisis económico del VAN y la TIR proyectado a 50 años. La línea de 15 MVA tiene mayor rentabilidad si se usa un voltaje de 36kV debido a las pérdidas.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Luego del desarrollo del presente proyecto se concluye que se pueden utilizar alimentadores a un nivel de 36kV en zonas donde exista una gran demanda de energía y la longitud del alimentador sea considerable, alrededor de 10 Km con esto se logra reducir las pérdidas a un 50% en comparación al alimentador de 13.8kV.
2. El uso de bancos de capacitores se reduce al máximo para alimentadores de 22kV y en especial para el de 36kV, en comparación con alimentadores de 13.8kV.
3. En el análisis económico se observó, que cuando hay poca demanda y se desea trabajar a un nivel de voltaje mayor que 13.8kV, en este caso a 22kV o a 36kV no será rentable ya que las pérdidas de energía no son tan grandes y por ende el ahorro va a ser mínimo mientras que la inversión va a ser mayor.
4. Al utilizar alimentadores de 22kV y 36kV se da una mayor regulación de voltaje en comparación al alimentador de 13.8kV, también se reducen las posibles interrupciones que podrían ser ocasionadas por la apertura o cierre de los bancos de capacitores.
5. Como se observa en las tablas del análisis económico, se concluye que cuando se tiene una gran demanda es recomendable utilizar alimentadores a un nivel de voltaje de 22kV en lugar de 13.8kV, y resulta mucho mejor uno de 36kV, debido a que las pérdidas tienen una gran diferencia, y por lo tanto va a haber un mayor ahorro que al compáralo con la inversión, debido a esto se nota que en pocos años se logra conseguir la recuperación de la inversión.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que se escoja el calibre del conductor adecuado que ayude a satisfacer las necesidades planteadas en los proyectos, y a su vez resulte económicamente rentable y a bajo costo comparado con otros.
2. Trabajar con un nivel de voltaje de 13.8kV cuando la demanda es pequeña y trabajar con un nivel de voltaje de 36kV cuando la demanda es muy grande,

para así lograr un proyecto rentable debido a los factores mencionados anteriormente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Electrónica, Electricidad y Comunicaciones [Online]. Disponible en: <http://egresadoselectronicaunc.blogspot.com/2013/03/potencia-electrica-instalada-en-los.html>.
- [2] eia Beta - International Energy Statistics [Online]. Disponible en: http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?product=2-12&iso=CHN&pid=2&aid=7&tl_id=7-A&tl_type=a&cy=2012
- [3] Ministerio Coordinador De Sectores Estratégicos "Balance Energético Nacional 2014"
- [4] ARCONEL, "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano", Quito, 2014.
- [5] CENACE, "Plan de Operación del Sistema Nacional Interconectado", julio 2015 - junio 2016
- [6] ARCONEL, "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano" [Online]. Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/clientes-de-suministro-anual/>
- [7] MEER, Unidades de propiedad, [Online]. Disponible en: www.unidadesdepropiedad.com.
- [8] CONELEC, Regulación No. CONELEC - 002/10, 2010. [Online]. Disponible en: www.conelec.gov.ec.
- [8] Ministerio de Electricidad y Energía Renovables "Plan de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica (planrep)"

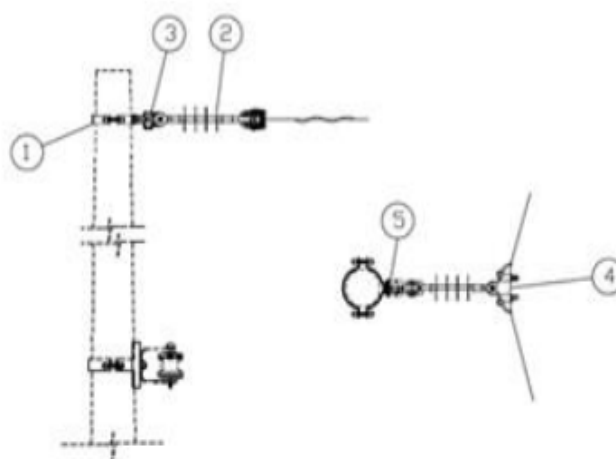
ANEXOS

TIPOS DE ESTRUCTURAS

En esta sección, se presenta cada una de las estructuras que se disponen cada uno de los diferentes niveles de voltaje a utilizar.

Nivel de tensión: 22kV

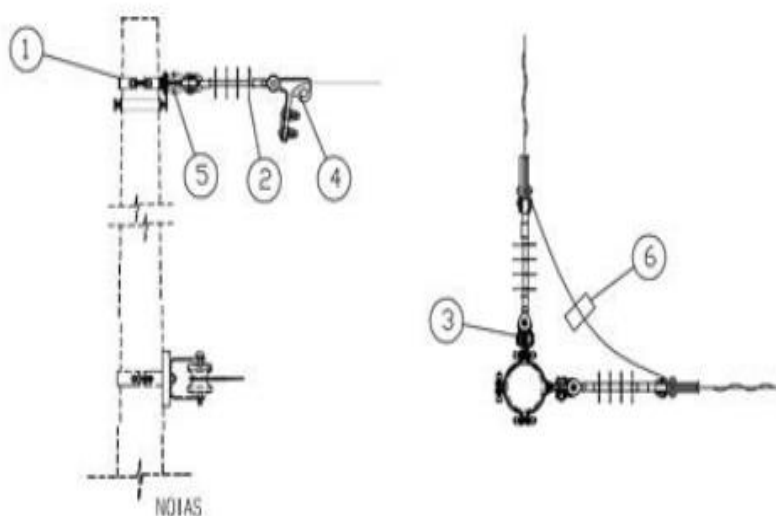
ESTRUCTURAS MONOFÁSICAS DE MEDIO VOLTAJE MONOFÁSICA - BANDERA - ANGULAR



CONDUCTOR	ÁNGULOS
2 - 4/0	30° - 60°

LISTA DE MATERIALES			CANTIDAD
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	
1*	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
2*	c/u	Aislador tipo suspensión, de caucho silliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	1
3	c/u	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Eslabon "U" para sujeción)	1
4	c/u	Grapa angular aperrada de aleación de Al	1
5*	c/u	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diám.	1
SUSTITUTIVOS			
1/5	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, extensión simple, 50 x 6 x 140 - 160 mm (2 x 1/4 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
2	c/u	Aislador de suspensión, de porcelana, clase ANSI 52-1	2

MONOFÁSICA - BANDERA - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE



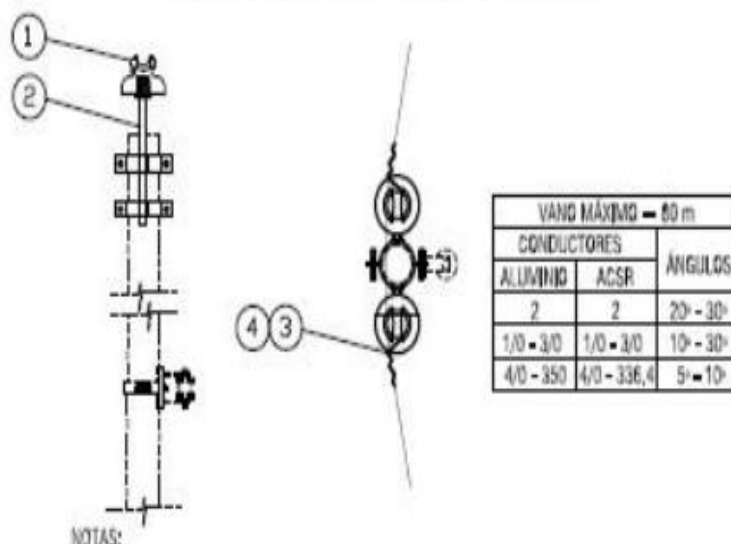
1.- VANO MÁXIMO DE 150 m.

2.- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

CONDUCTOR	ÁNGULOS
2 - 4/0	60° - 90°

LISTA DE MATERIALES			CANTIDAD
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	
1*	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pemos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	2
2*	c/u	Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	2
3	c/u	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Estabon "U" para sujeción)	2
4*	c/u	Gapa terminal apemada tipo pistola, de aleación de Al	2
5*	c/u	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para pemo de 16 mm (5/8") de diám	2
6*	c/u	Conector ranuras paralelas, aleación Cu, 2 pemos laterales de diferentes longitudes y separador	1
SUSTITUTIVOS			
1/5	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, extensión simple, 50 x 6 x 140 - 160 mm (2 x 1/4 x 5 1/2 - 6 1/2")	2
2	c/u	Aislador de suspensión, de porcelana, clase ANSI 52-1	4
4	c/u	Gapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	2
4	c/u	Retención preformada para conductor de Al	2
6	c/u	Conector de compresión, aleación de Al	1

MONOFÁSICA - CENTRADA - ANGULAR

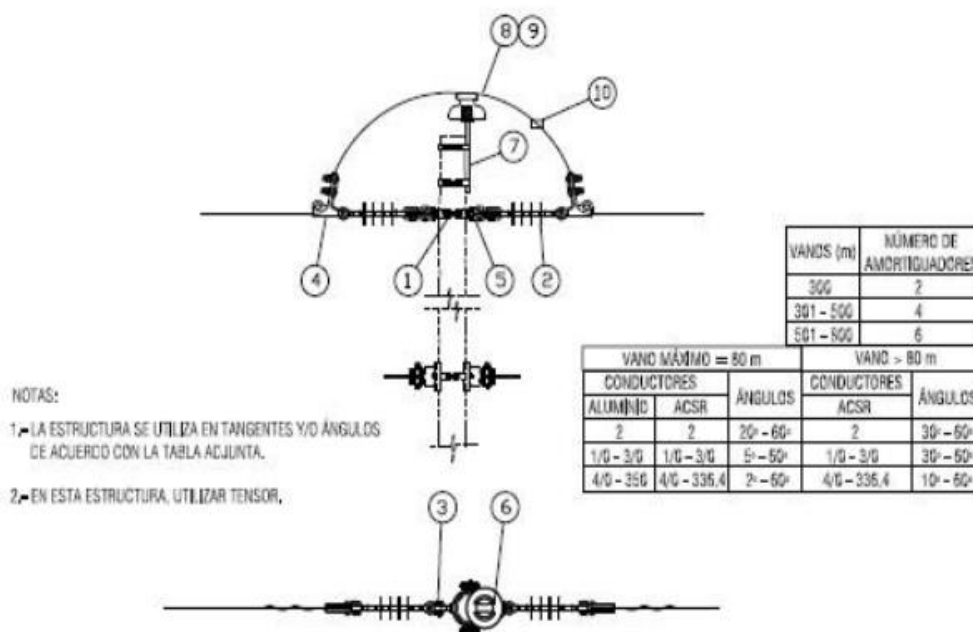


NOTAS:

- 1.- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA PARA ÁNGULOS DE ACUERDO CON LA TABLA ADJUNTA
- 2.- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

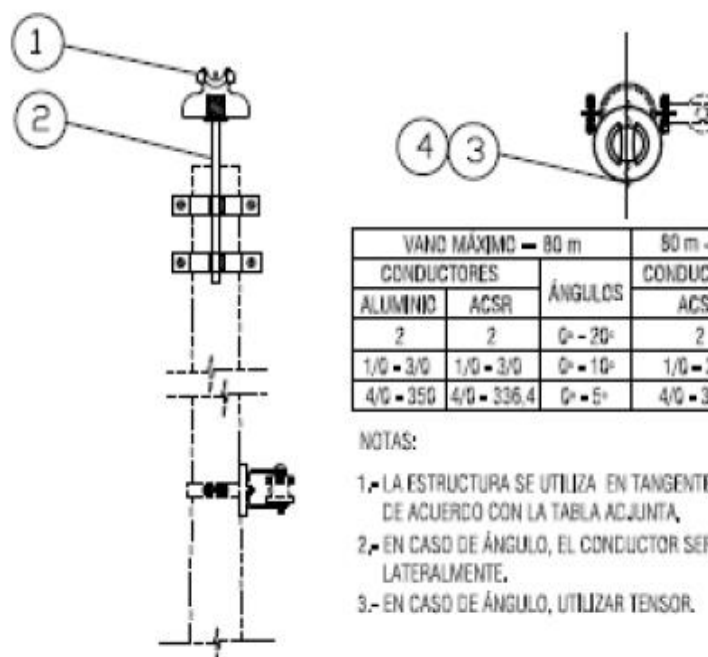
LISTA DE MATERIALES			CANTIDAD
REF	UND.	DESCRIPCIÓN	
1	c/u	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	2
2*	c/u	Perno espiga (pin) tope de poste doble de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 450 mm (18") de long. con accesorios de sujeción	1
3	m	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	4
4*	c/u	Varilla de amar preformado para conductor de Al	2
SUSTITUTIVOS			
2	c/u	Perno punta de poste de acero galvanizado (tacho), 70 mm (2 3/4") de ancho x 445 mm (18") de long.	2
2	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	2
4	m	Orta de amar de aleación de Al, 1,27 mm (3/64") de esp. x 7,62 mm (5/16") de ancho	2

MONOFÁSICA - CENTRADA - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL



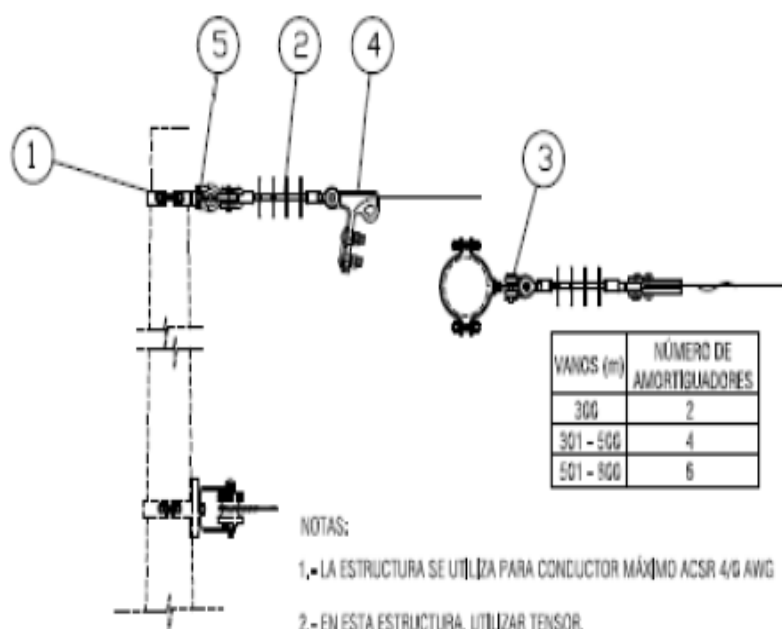
LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1*	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
2*	c/u	Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	2
3	c/u	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Eslabon "U" para sujeción)	2
4*	c/u	Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al	2
5*	c/u	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diám.	2
6	c/u	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	1
7*	c/u	Perno espiga (pin) tope de poste doble de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 450 mm (18") de long. con accesorios de sujeción	1
8	m	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	2
9*	c/u	Varilla de armar preformado para conductor de Al	1
10*	c/u	Conector ranuras paralelas, aleación Cu, 2 pernos laterales de diferentes longitudes y separador	1
SUSTITUTIVOS			
1/5	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, extensión doble, 50 x 6 x 140 - 160 mm (2 x 1/4 x 5 1/2 x 6 1/2")	1
2	c/u	Aislador de suspensión, de porcelana, clase ANSI 52-1	4
4	c/u	Retención preformada para conductor de Al	2
4	c/u	Grapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	2
7	c/u	Perno punta de poste de acero galvanizado (tacho), 70 mm (2 3/4") de ancho x 445 mm (18") de long.	2
7	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	2
9	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1.27 mm (3/64") de esp. x 7.62 mm (5/16") de ancho	2
10	c/u	Conector de compresión, aleación de Al	1

MONOFÁSICA - CENTRADA - PASANTE O TANGENTE



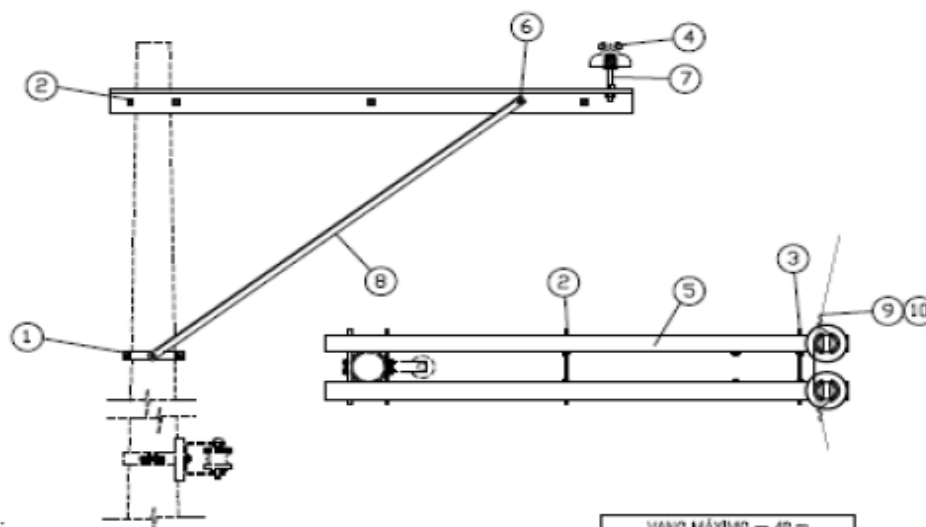
LISTA DE MATERIALES			CANTIDAD
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	
1	c/u	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	1
2*	c/u	Perno espiga (pin) tope de poste simple de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 450 mm (18") de long. con accesorios de sujeción	1
3	m	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	2
4*	c/u	Varilla de armar preformado para conductor de Al	1
SUSTITUTIVOS			
2	c/u	Perno punta de poste de acero galvanizado (tacho), 70 mm (2 3/4") de ancho x 445 mm (18") de long.	1
2	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	2
4	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1,27 mm (3/64") de esp. x 7,62 mm (5/16") de ancho	2

MONOFÁSICA CENTRADA RETENCIÓN O TERMINAL



LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1*	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
2*	c/u	Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	1
3	c/u	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diam. x 75 mm (3") de long. (Eslabon "U" para sujeción)	1
4*	c/u	Grapa terminal apemada tipo pistola, de aleación de Al	1
5*	c/u	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diam.	1
SUSTITUTIVOS			
1/5	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, extensión simple, 50 x 6 x 140 - 160 mm (2 x 1/4 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
2	c/u	Aislador de suspensión, de porcelana, clase ANSI 52-1	2
4	c/u	Grapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	1
4	c/u	Retención preformada para conductor de Al	1

MONOFÁSICA - EN VOLADO – ANGULAR

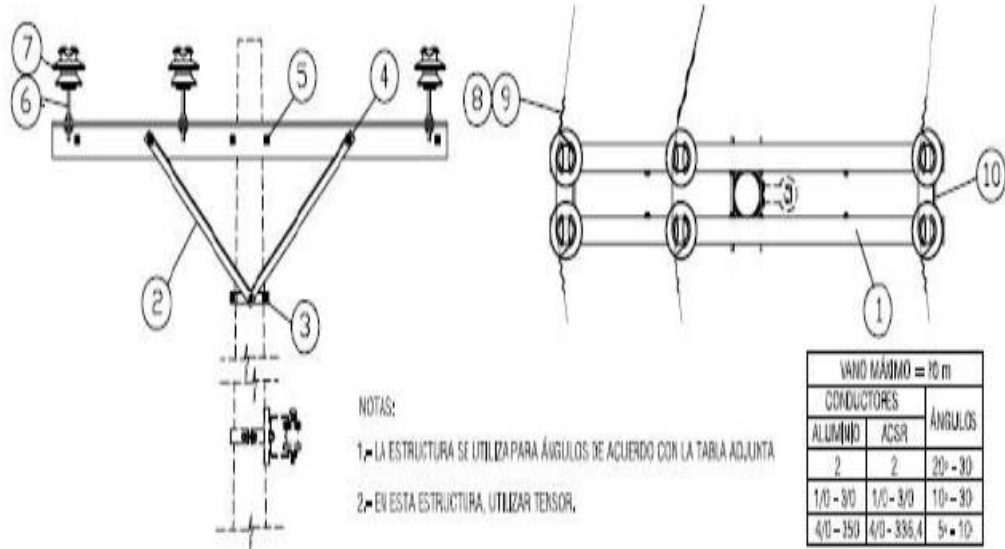

NOTAS:

- 1.- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA PARA ÁNGULOS DE ACUERDO CON LA TABLA ACJUNTA.
- 2.- ESTA ESTRUCTURA SE INSTALARA EN UN POSTE CON CARGA DE ROTURA HORIZONTAL DE 800 Kg.
- 3.- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

VANO MÁXIMO = 40 m		
CONDUCTORES		ÁNGULOS
ALUMINIO	ACSR	
2	2	20° - 30°
1/0 - 3/0	1/0 - 3/0	10° - 30°
4/0 - 350	4/0 - 336,4	5° - 10°

LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pemos), 38 x 4 x 160 - 190 mm (1 1/2 x 11/64 x 6 1/2 - 7")	1
2	c/u	Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	3
3*	c/u	Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	1
4	c/u	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	2
5*	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4")	2
6	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuerca, arandela plana y de presión	2
7	c/u	Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 300 mm (12") de long.	2
8	c/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 1 800 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 71")	2
9	m	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	4
10*	c/u	Varilla de armar preformado para conductor de Al	2
SUSTITUTIVOS			
3	c/u	Pletina de unión y soporte de acero galvanizada de 75 x 6 x 420 mm (2 61/64 x 1/4 x 17")	1
3	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuerca, arandela plana y de presión	2
5	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal de perfil "L" 70 x 70 x 6 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4")	2
5	c/u	Cruceta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64")	2
10	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1,27 mm (3/64") de esp. x 7,62 mm (5/16") de ancho	4
NOTAS:			
1.- La longitud de la cruceta puede ser de 2 m y 2,40 m. Se recomienda usar crucetas de 2,40 m.			
2.- El ancho de la cruceta de acero galvanizado (70 mm o 75 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.			

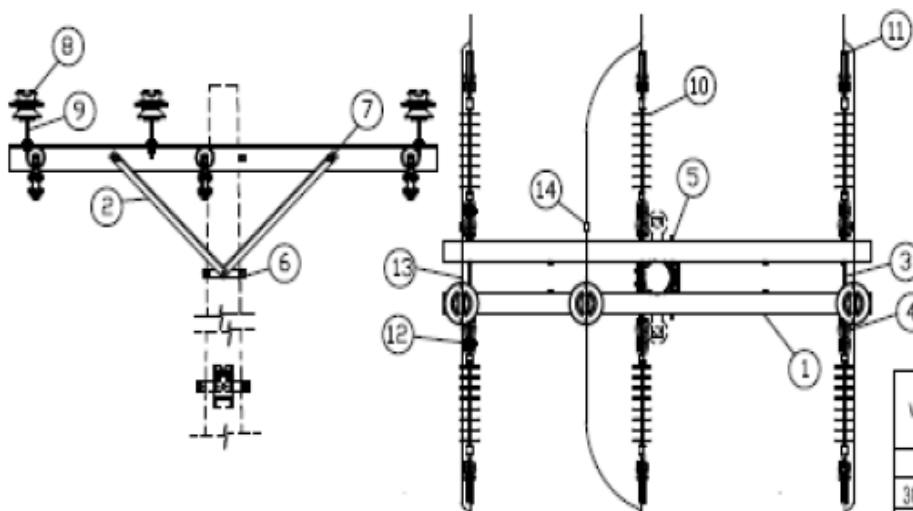
TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - ANGULAR



LISTA DE MATERIALES			
REF	UND	DESCRIPCIÓN	CAANTIDAD
1*	oú	Cruceca de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2.400 mm (2.61/64 x 2.61/64 x 1/4 x 95°) NOTA 1	2
2	oú	Fle amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 28")	4
3	oú	Abrazadero de acero galvanizado, pletina, doble (4 brazos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 1/4 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
4	oú	Ferre máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 61 mm (2") de long., con tuercas, arandelas planas y de presión	4
5*	oú	Ferre espárrago o de rosca conita de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	2
6	oú	Ferre espiga (pin) cono de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám x 300 mm (12") de long.	6
7	oú	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 56-1, 25 kV	6
8	m	Conductor desnudo sólido de Al para ataduras, No. 4 AWG	12
9*	oú	Vañilla de amar preformado para conductor de Al	6
10	oú	Ferre espárrago o de rosca conita de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	2

LISTA DE MATERIALES			
REF	UND	DESCRIPCIÓN	CAANTIDAD
SUSTITUTIVOS			
1	oú	Cruceca de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 8 x 2.400 mm (2.34 x 2.34 x 1/4 x 95°) NOTA 1	2
1	oú	Cruceca de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 8 x 2.400 mm (2.61/64 x 2.61/64 x 3/8 x 95°)	2
5	oú	Ferre de unión y de soporte de acero galvanizado, 75 x 6 x 420 mm (2.61/64 x 1/4 x 17")	3
5	oú	Ferre máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 61 mm (2") de long., con tuercas, arandelas planas y de presión	6
9	m	Cinta de amar de aleación de Al, 1.27 mm (3/64") de esp. x 7.62 mm (5/16") de ancho	12
NOTA:			
1.- El ancho de la cruceca de acero galvanizado (75 o 70 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.			

TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - DOBLE RETENCIÓN O DOBLE TERMINAL



NOTAS:

1.- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA EN TANGENTES Y/O ÁNGULOS DE ACUERDO CON LA TABLA ADJUNTA.

2.- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

VANO MÁXIMO = 80 m		80 m < VANO ≤ 150m	
CONDUCTORES		ÁNGULOS	CONDUCTORES
ALUMINIO	ACSR		ACSR
2	2	20° - 30°	2
1/0 - 3/0	1/0 - 3/0	10° - 30°	1/0 - 3/0
4/0 - 350	4/0 - 336,4	5° - 10°	4/0 - 336,4

VANOS (m)	NÚMERO DE AMORTIGUADORES POR FASE
300	2
301 - 500	4
501 - 800	6

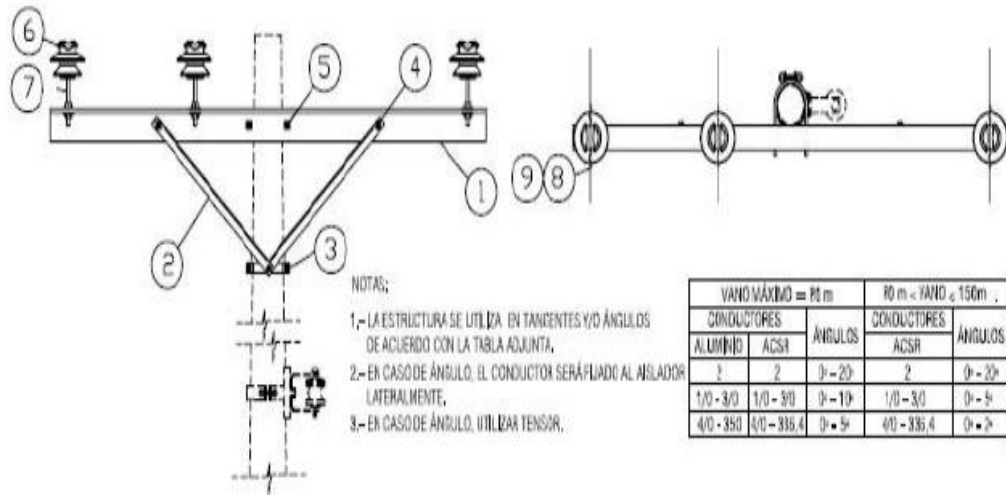
LISTA DE MATERIALES			
REF.	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1*	OU	Cruce de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4 x 95")	2
2	OU	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 58 x 58 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 28")	4
3*	OU	Perno de ojo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 254 mm (10") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	3
4	OU	Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diám.	3
5	OU	Perno espárrago o de rosca conisa de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	1
6	OU	Almohadilla de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 58 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 1 1/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	1
7	OU	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 61 mm (2") de long., con tuercas, arandela plana y de presión	4
8	OU	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 58-1, 25 kV	3
9	OU	Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 300 mm (12") de long.	3
10*	OU	Aislador tipo casaca en. de caucho silicónado, clase ANSI DS-26, 22 kV	6
11*	OU	Grapa terminal apertada tipo plectra, de aleación de Al	6
12	OU	Horquilla anclaje de acero galvanizado, 19mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Estilón "U" para sujeción)	6
13	m	Conductor desnudo sólido de Al para tabulares, W, 4 AWG	6
14*	OU	Conector de ramitas paralelas, aleación de Cu, 2 pernos laterales de diferentes longitudes y separador	3

LISTA DE MATERIALES			
REF.	UNID.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
SUSTITUTIVO			
1	OU	Cruce de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (2 5/8 x 2 5/8 x 1/4 x 95")	2
1	OU	Cruce de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 2 5/8 x 95")	2
3/4	OU	Pletina de un an y de soporte de acero galvanizado, 75 x 6 x 400 mm (2 61/64 x 1/4 x 17")	3
3/4	OU	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 61 mm (2") de long., con tuercas, arandela plana y de presión	6
10	OU	Aislador de suspensión, porcelana, clase ANSI 52-1	18
11	OU	Grapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	6
11	OU	Retención prefabricada para conductor de Al	6
14	OU	Conector de compresión, aleación de Al	3

NOTA:

1 - El ancho de la cruce de acero galvanizado (75 o 76 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas de las pruebas mecánicas.

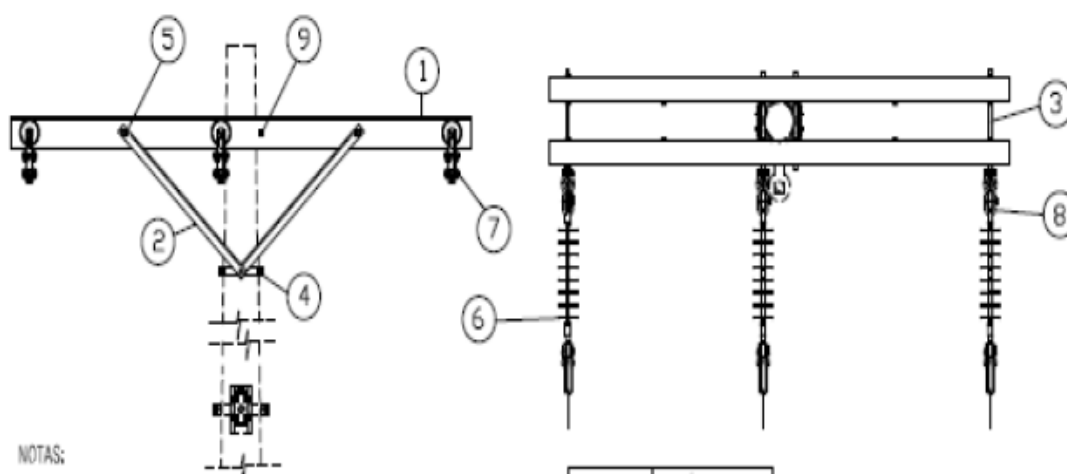
TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - PASANTE O TANGENTE



LISTA DE MATERIALES				LISTA DE MATERIALES			
REF	UMD.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	REF	UMD.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1*	o/u	Cruce de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2.400 mm (2.61/64 x 2.61/64 x 1/4 x 3/8")	1	SUSTITUTOS			
2	o/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 28")	2	1	o/u	Cruce de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2.400 mm (2.31/4 x 2.31/4 x 1/4 x 3/8")	1
3	o/u	Abrazador de acero galvanizado, perfil, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 1/16 x 5 1/2 - 6 1/2")	1	1	o/u	Cruce de aluminio reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 5 x 2.400 mm (2.61/64 x 2.61/64 x 2/3164 x 3/8")	1
4	o/u	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuercas, arandela plana y de presión	2	9	m	Cinta de armar de aleación de Al, 1.27 mm (3/64") de esp. x 7.62 mm (5/16") de ancho	6
5	o/u	Perno U de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 150 mm (6") de ancho dentro de la U, con 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	1				
6	o/u	Aislador espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 50-1, 25 kV	3				
7	o/u	Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 300 mm (12") de long.	3				
8	m	Conductor desnudo alido de Al para abadura, No. 4 AWG	6				
9*	o/u	Varela de armar preformada para conductor de Al	3				

NOTA:
1.- El ancho de la cruce de acero galvanizado (75 o 70 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.

TRIFÁSICA - SEMICENTRADA - RETENCIÓN O TERMINAL



NOTAS:

- 1- LA ESTRUCTURA SE UTILIZA PARA CONDUCTOR MÁXIMO ACSR 4/0 AWG
- 2- VANO MÁXIMO 150 m.
- 3- EN ESTA ESTRUCTURA, UTILIZAR TENSOR.

VANOS (m)	NÚMERO DE AMORTIGUADORES POR FASE
300	2
301 - 500	4
501 - 800	6

LISTA DE MATERIALES				LISTA DE MATERIALES			
REF	UND.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	REF	UND.	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1*	q/u	Cruceleta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4 x 95")	2	SUSTITUTIVOS			
2	q/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 28")	4	1	q/u	Cruceleta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2 400 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4 x 95")	2
3	q/u	Perno de ojo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 254 mm (10") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	3	1	q/u	Cruceleta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 x 2400 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64 x 65")	2
4	q/u	Abrazadera de acero galvanizado, platinada, doble (4 garras), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 1 1/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	1	3	q/u	Pletina de unión y de soporte de acero galvanizado, 75 x 6 x 430 mm (2 61/64 x 1/4 x 17")	3
5	q/u	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuercas, arandela plana y de presión	4	3	q/u	Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuercas, arandela plana y de presión	6
6*	q/u	Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI OC-35, 22 kV	3	6	q/u	Aislador de suspensión, porcelana, clase ANSI 52-1	9
7*	q/u	Grapa terminal apertada tipo pistón, de aleación de Al	3	7	q/u	Grapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	3
8	q/u	Horquilla anillo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Eslabón "U" para sujeción)	3	7	q/u	Retención prefabricada para conductor de Al	3
9	q/u	Perno esparrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	1	NOTA: 1- El ancho de la cruceleta de acero galvanizado (75 o 70 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.			

DETALLE DE LOS COSTOS UTILIZADOS EN EL PROYECTO

COSTOS ACTUALIZADOS DE MATERIALES PARA DISTRIBUCIÓN		Presupuesto	Presupuesto	Presupuesto
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN AUTOPROTEGIDOS				
Transformador 3 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620 V -120 /240 V	c/u	1039,50	1091,48	1146,05
Transformador 5 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620 V -120/240 V	c/u	1198,05	1257,95	1320,85
Transformador 10 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620 V-120/240 V	c/u	1421,70	1492,79	1567,42
Transformador 15 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	1555,05	1632,80	1714,44
Transformador 25 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	1954,05	2051,75	2154,34
Transformador 37.5 kVA, 13800 GRdY/7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240V	c/u	2581,95	2711,05	2846,60
Transformador 50 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	3022,95	3174,10	3332,80
Transformador 75 kVA, 13800 GRdY/7960 ó 13200 GRdY/7620 V-120/240 V	c/u	3517,50	3693,38	3878,04
TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN CONVENCIONALES				
Transformador 3 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	924,00	970,20	1018,71
Transformador 5kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	997,50	1047,38	1099,74
Transformador 10 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY /7620V-120/240V	c/u	1184,40	1243,62	1305,80
Transformador 15 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	1411,20	1481,76	1555,85
Transformador 25 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	1756,65	1844,48	1936,71
Transformador 37,5 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	2286,90	2401,25	2521,31
Transformador 50 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	2737,35	2874,22	3017,93
Transformador 75 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	3197,25	3357,11	3524,97
Transformador 100 kVA, 13800 GRdY / 7960 ó 13200 GRdY/7620V-120/240 V	c/u	3939,60	4136,58	4343,41
TRANSFORMADORES MONOFÁSICO 34,5 KV				
Transformador 3 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	1247,40	1309,77	1375,26
Transformador 5 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	1437,66	1509,54	1585,02
Transformador 10 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	1706,04	1791,34	1880,91
Transformador 15 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	1897,56	1992,44	2092,06
Transformador 25 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	2385,18	2504,44	2629,66
Transformador 37,5 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	3098,34	3253,26	3415,92
Transformador 50 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	3627,54	3808,92	3999,36
Transformador 75 kVA, 1F CSP, 34,5/19,9 KN - 120/240 V	c/u	4032,00	4233,60	4445,28
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CONVENCIONALES				
Transformador trifásico convencional 15 kVA, 13200 - 220 / 127 V	c/u	2422,35	2543,47	2670,64
Transformador trifásico convencional 30 kVA, 13200 - 220 / 127 V	c/u	2941,05	3088,10	3242,51

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Transformador trifásico convencional 45 kVA, 13200 - 220 / 127 V	c/u	3402,00	3572,10	3750,71
Transformador trifásico convencional 50 kVA, 13200 - 220 / 127 V	c/u	3593,10	3772,76	3961,39
Transformador trifásico convencional 75 kVA, 13200 - 220 / 127 V	c/u	4323,90	4540,10	4767,10
Transformador trifásico convencional 15 kVA, 13800 - 220 / 127 V	c/u	2407,65	2528,03	2654,43
Transformador trifásico convencional 30 kVA, 13800 - 220 / 127 V	c/u	3036,60	3188,43	3347,85
Transformador trifásico convencional 45 kVA, 13800 - 220 / 127 V	c/u	3566,85	3745,19	3932,45
Transformador trifásico convencional 50 kVA, 13800 - 220 / 127 V	c/u	3797,85	3987,74	4187,13
Transformador trifásico convencional 75 kVA, 13800 - 220 / 127 V	c/u	4421,55	4642,63	4874,76
TRANSFORMADORES PADMOUNTED				
Transformador monofásico Padmounted 25 kVA 13800 -240/120V Radial	c/u	2964,15	3112,36	3267,98
Transformador monofásico Padmounted 50 kVA 13800 -240/120V Radial	c/u	4078,20	4282,11	4496,22
Transformador monofásico Padmounted 25 kVA 13800 -240/120V Malla	c/u	3534,30	3711,02	3896,57
Transformador monofásico Padmounted 50 kVA 13800 -240/120V Malla	c/u	4575,90	4804,70	5044,93
Transformador trifásico Padmounted 25 kVA 13800 -240/120V Radial	c/u	6517,35	6843,22	7185,38
Transformador trifásico Padmounted 50 kVA 13800 -240/120V Radial	c/u	7239,75	7601,74	7981,82
Transformador trifásico Padmounted 25 kVA 13800 -240/120V Malla	c/u	6544,65	6871,88	7215,48
Transformador trifásico Padmounted 50 kVA 13800 -240/120V Malla	c/u	7701,75	8086,84	8491,18
EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO				
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 15 kV, 100 A	c/u	89,85	94,34	99,06
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 15 kV, 200 A	c/u	151,20	158,76	166,70
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 15 kV, 100 A con dispositivo rompe arco	c/u	105,00	110,25	115,76
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 15 kV, 200 A con dispositivo rompe arco	c/u	131,25	137,81	144,70
Seccionador fusible unipolar, tipo abierto, clase 35 kV, 100 A	c/u	143,33	150,49	158,02
Descargador o pararrayos tipo polimérico de óxido de Zn, con módulo de desconexión Clase 10 Kv	c/u	47,25	49,61	52,09
Tira fusible cabeza removible, tipo H, 10 A	c/u	1,58	1,65	1,74
Tira fusible cabeza removible, tipo K, 15A	c/u	2,36	2,48	2,60
Tira fusible cabeza fija, tipo H, 25A	c/u	3,15	3,31	3,47
Tira fusible cabeza fija, tipo K, 30A	c/u	3,41	3,58	3,76
Tira fusible cabeza fija, tipo K, 5A	c/u	2,10	2,21	2,32
ALUMBRADO PUBLICO				
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 70W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	103,43	108,60	114,03
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 100W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	120,75	126,79	133,13

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 150W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	136,50	143,33	150,49
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 250W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	152,25	159,86	167,86
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 400W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	194,25	203,96	214,16
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 100W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	155,53	163,30	171,47
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 150W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	160,46	168,48	176,91
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 250W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	187,58	196,96	206,81
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 400W potencia constante, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	197,40	207,27	217,63
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 150W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	199,94	209,94	220,43
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 250W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	243,14	255,29	268,06
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 400W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, auto controlada	c/u	256,69	269,53	283,00
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 150W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	198,71	208,65	219,08
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 250W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	241,50	253,58	266,25
Luminaria con lámpara de alta presión Na de 400W doble nivel, con brazo para montaje en poste, 240/120V, hilo piloto	c/u	255,15	267,91	281,30
Relé de Alumbrado Público 30 A, 240 V (Kit de alumbrado)	c/u	68,25	71,66	75,25
Fotocélula 115/305 V	c/u	6,30	6,62	6,95
Foco 250W/240V Na	c/u	9,98	10,47	11,00
Foco 150W/240V Na	c/u	8,24	8,65	9,09
Foco 100W/240 OSRAM		7,51	7,88	8,28
Balastro 250W/240V	c/u	24,15	25,36	26,63
Injectores de superposición 35-70W	c/u	6,56	6,89	7,24
Injectores de superposición 70-100W	c/u	9,98	10,47	11,00
Base para fotocélula	c/u	3,94	4,13	4,34

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
AISLADORES				
Aislador tipo espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-5, 15 kV	c/u	5,78	6,06	6,37
Aislador tipo espiga (pin), de porcelana, clase ANSI 55-4, 15 kV	c/u	3,68	3,86	4,05
Aislador tipo rollo, de porcelana, clase ANSI 53-2, 0,25 kV	c/u	0,63	0,66	0,69
Aislador tipo suspensión, de caucho siliconado, clase ANSI DS-15, 15 kV	c/u	17,68	18,57	19,49
Aislador de suspensión, de porcelana, clase ANSI 52-1	c/u	6,30	6,62	6,95
Aislador de retenida, de porcelana, clase ANSI 54-3	c/u	3,10	3,25	3,41
Aislador de retenida, de porcelana, clase ANSI 54-2	c/u	2,05	2,15	2,26
Grapa - horquilla - guardacabo, de acero galvanizado	c/u	0,84	0,88	0,93
Bastidor (rack) de acero galvanizado, 1 vía, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64")	c/u	2,63	2,76	2,89
Bastidor (rack) de acero galvanizado, 2 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64")	c/u	6,30	6,62	6,95
Bastidor (rack) de acero galvanizado, 3 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64")	c/u	14,70	15,44	16,21
Bastidor (rack) de acero galvanizado, 4 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64")	c/u	16,80	17,64	18,52
Bastidor (rack) en volado de acero galvanizado, 4 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64") con abrazadera incorporada	c/u	42,00	44,10	46,31
Bastidor (rack) de acero galvanizado, 5 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64")	c/u	21,00	22,05	23,15
Bastidor (rack) en volado de acero galvanizado, 5 vías, 38 x 4 mm (1 1/2 x 11/64") con abrazadera incorporada	c/u	52,50	55,13	57,88
CONDUCTORES DESNUDOS				
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 4	m	0,53	0,55	0,58
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 2	m	0,63	0,66	0,69
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 1/0	m	1,16	1,21	1,27
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 2/0	m	1,73	1,82	1,91
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 3/0	m	2,45	2,57	2,70
Conductor de aluminio desnudo cableado ACSR # 4/0	m	3,09	3,24	3,40
Cable de Al desnudo cableado ACSR 26/7, No. 266,8 MCM, 33 hilos	m	4,41	4,63	4,86
Cable de Al desnudo cableado ACSR 18/1, No. 336,4 MCM, 19 hilos	m	4,5255	4,75	4,99
Cable de Al desnudo cableado ACSR 24/7, No. 477 MCM, 31 hilos	m	7,245	7,61	7,99
Cable de Al desnudo cableado ACSR 26/7, No. 477 MCM, 33 hilos	m	7,5075	7,88	8,28
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 4 AWG, 7 hilos	m	0,462	0,49	0,51
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 2 AWG, 7 hilos	m	0,609	0,64	0,67
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 1/0 AWG, 7 hilos	m	0,945	0,99	1,04
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 2/0 AWG, 7 hilos	m	1,323	1,39	1,46

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 3/0 AWG, 7 hilos	m	1,7325	1,82	1,91
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 4/0 AWG, 7 hilos	m	2,3415	2,46	2,58
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 266,8 MCM, 19 hilos	m	3,0765	3,23	3,39
Cable de Al desnudo cableado suave, AAC, No. 336,4 MCM, 19 hilos	m	3,885	4,08	4,28
Cable de acero galvanizado, grado Siemens Martin, 7 hilos, 9,51 mm (3/8") de diám. 3153 kg	m	1,26	1,32	1,39
Conductor desnudo sólido de Al, para ataduras, No. 4 AWG	m	0,50	0,53	0,56
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 8 AWG, 7 hilos	m	1,6905	1,78	1,86
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 6 AWG, 7 hilos	m	2,709	2,84	2,99
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 4 AWG, 7 hilos	m	3,906	4,10	4,31
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 2 AWG, 19 hilos	m	6,111	6,42	6,74
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 1/0 AWG, 19 hilos	m	10,1325	10,64	11,17
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 2/0 AWG, 19 hilos	m	12,6945	13,33	14,00
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 3/0 AWG, 19 hilos	m	15,981	16,78	17,62
Cable de Cu, desnudo, cableado suave, 4/0 AWG, 19 hilos	m	20,0235	21,02	22,08
CONDUCTORES AISLADOS				
Conductor de Cu aislado PVC, 600 V TW N. 14 AWG, sólido	m	0,74	0,77	0,81
Conductor de Al, aislado PVC 600V 75° C TW, N. 10 AWG, sólido	m	1,16	1,21	1,27
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 6 AWG, 7 hilos	m	2,856	3,00	3,15
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 4 AWG, 7 hilos	m	3,68	3,86	4,05
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 2 AWG, 19 hilos	m	5,25	5,51	5,79
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 1/0 AWG, 19 hilos	m	7,35	7,72	8,10
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 2/0 AWG, 19 hilos	m	8,925	9,37	9,84
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 3/0 AWG, 19 hilos	m	11,025	11,58	12,16
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo THHN, No. 4/0 AWG, 19 hilos	m	17,7975	18,69	19,62
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 6 AWG, 7 hilos	m	3,045	3,20	3,36
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 4 AWG, 7 hilos	m	4,305	4,52	4,75
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 2 AWG, 19 hilos	m	6,636	6,97	7,32
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 1/0 AWG, 19 hilos	m	11,1615	11,72	12,31
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 2/0 AWG, 19 hilos	m	13,965	14,66	15,40
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 3/0 AWG, 19 hilos	m	17,556	18,43	19,36
Conductor de Cu, aislado PVC 600V, Tipo TTU, No. 4/0 AWG, 19 hilos	m	20,937	21,98	23,08
Conductor pre ensamblado de Al 3 x 50 + 1 x 50 mm ² , (Similar a: 3 x 1/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	5,99	6,28	6,60
Conductor pre ensamblado de Al 3 x 70 + 1 x 50 mm ² , (Similar a: 3 x 2/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	7,04	7,39	7,76

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Conductor pre ensamblado de Al 3 x 95 + 1 x 50 mm ² , (Similar a: 3 x 3/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	8,51	8,93	9,38
Conductor pre ensamblado de Al 2 x 35 + 1 x 50 mm ² (Similar a: 2 x 2 + 1 x 1/0 AWG)	m	3,549	3,73	3,91
Conductor pre ensamblado de Al 2 x 50 + 1 x 50 mm ² (Similar a: 2 x 1/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	4,7775	5,02	5,27
Conductor pre ensamblado de Al 2 x 70 + 1 x 50 mm ² (Similar a: 2 x 2/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	5,4075	5,68	5,96
Conductor pre ensamblado de Al 2 x 95 + 1 x 50 mm ² , (Similar a: 2 x 3/0 + 1 x 1/0 AWG)	m	6,72	7,06	7,41
REDES PREENSAMBLADAS				
Kit para retención (incluye pinza de retención y tuerca de ojo)	c/u	18,96	19,91	20,91
Kit para suspensión (incluye pinza de suspensión y ménsula de suspensión)	c/u	9,37	9,84	10,33
Fusible NEOZED 35A (IFN35)	c/u	0,44	0,46	0,49
Fusible NEOZED 63A (IFN63)	c/u	0,50	0,52	0,55
Tensor mecánico ojo grillete para pre ensamblados	c/u	10,91	11,46	12,03
Conector ranura paralela doble dentado, hermético, cable AL/CU aislado 4-3/0 AWG Y 14-8 AWG tuerca fusible	c/u	5,79	6,08	6,38
Retención preformada para conductor de Al. No. 4 AWG	c/u	2,625	2,76	2,89
Retención preformada para conductor de Al. No. 2 AWG	c/u	3,255	3,42	3,59
Retención preformada para conductor de Al. No. 1/0 AWG	c/u	4,3575	4,58	4,80
Retención preformada para conductor de Al. No. 2/0 AWG	c/u	4,515	4,74	4,98
Retención preformada para conductor de Al. No. 3/0 AWG	c/u	5,04	5,29	5,56
Retención preformada para conductor de Al. No. 4/0 AWG	c/u	5,6175	5,90	6,19
Retención preformada para cable de acero galvanizado de 9,51 mm (3/8") de diám.	c/u	4,557	4,78	5,02
Guardacabo para cable de acero de 9,51 mm (3/8") de diám.	c/u	1,092	1,15	1,20
Conector ranura paralela doble dentado, hermético, cable AL/CU aislado 4-3/0 AWG Y 4-3/0 AWG tuerca fusible	c/u	6,56	6,89	7,23
Retenciones preformadas para conductor # 2	c/u	0,83	0,87	0,91
Retenciones preformadas para conductor # 1/0	c/u	1,72	1,81	1,90
Pinza retención auto ajustable para neutro portante N° 1/0 AWG (50 MM ²)	c/u	7,75	8,13	8,54
Pinza retención auto ajustable para neutro portante N° 2/0 AWG (70 MM ²), 1500 KG	c/u	8,99	9,43	9,91
Pinza suspensión auto ajustable para neutro portante N° 1/0 AWG (50 MM ²)	c/u	3,58	3,76	3,95
Pinza suspensión auto ajustable para neutro portante N° 2/0 AWG (70 MM ²)	c/u	4,02	4,23	4,44
Empalme de comprensión tubular al # 8 AWG (ASC8TN)	c/u	0,33	0,35	0,36
Empalme de comprensión tubular al # 6 AWG (ASC6TN)	c/u	0,45	0,47	0,50
Empalme de comprensión tubular al # 4 AWG (ASC4TN)	c/u	0,46	0,49	0,51
Ménsula plástica ojal de acometida para poste	c/u	0,41	0,43	0,45

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Ménsula plástica ojal de acometida para fachada	c/u	0,90	0,95	1,00
Ménsula de suspensión de aluminio para poste (DMS)	c/u	4,35	4,57	4,80
Ménsula de retención aluminio para poste (DMR)	c/u	4,35	4,57	4,80
Porta fusible anti hurto	c/u	2,15	2,26	2,37
Fusible anti hurto 63 AMP	c/u	0,61	0,64	0,67
Precintos PVC	c/u	0,12	0,13	0,13
Precinto plástico anti U.V de amarre 8X280MM	c/u	0,13	0,14	0,15
Precinto plástico anti U.V de amarre 8X350MM	c/u	0,14	0,15	0,16
Protector plástico P/ punta de cable de 25MM2 de sección (PC25)	c/u	0,55	0,58	0,61
Protector P/ punta de cable de sección 50MM2 (#1/0*AWG)(PC50)	c/u	0,58	0,61	0,64
Protector plástico P/ punta de cable de 52MM2 de sección (PC52)	c/u	0,58	0,61	0,64
Porta fusible aéreo encapsulado, hasta 63A (ACOMETIDA B.T)	c/u	1,89	1,98	2,08
Empalme tubular pre aislado P/Compresión P/Cable CU/AL de sección 25MM2	c/u	4,88	5,13	5,38
Empalme tubular pre aislado P/Compresión P/Cable CU/AL de sección 50MM2	c/u	6,39	6,71	7,05
Empalme tubular pre aislado P/Compresión P/Cable CU/AL de sección 52MM2 (DPB52)	c/u	9,17	9,63	10,11
Empalme pre aislado para neutro 54MM2	c/u	9,92	10,42	10,94
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 4 AWG (DG-4541)	c/u	1,66	1,74	1,83
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 2 AWG (DG-4542)	c/u	1,66	1,74	1,83
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 1/0 AWG (DG-4544)	c/u	2,76	2,90	3,04
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 2/0 AWG (DG-4545)	c/u	2,87	3,01	3,16
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 3/0 AWG	c/u	3,31	3,47	3,65
Varilla preformada de retención terminal para COND ACSR # 4/0 AWG	c/u	5,6175	5,90	6,19
Varilla preformada de retención terminal P/ cable de acero GALV. Ø 3/8" (GDE-1107)	c/u	8,33	8,74	9,18
Amortiguador de vibración preformado conductor ACSR 2	c/u	8,11	8,51	8,94
Amortiguador de vibración preformado conductor ACSR 1/0	c/u	10,14	10,65	11,18
ACCESORIOS PARA LINEAS DE DISTRIBUCION				
Varilla de anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. y 1800 mm (71")	c/u	11,55	12,13	12,73

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Brazo de acero galvanizado, tubular, para tensor farol, 51 mm (2") de diám. x 1500 mm (59") de long., con accesorios de fijación	c/u	23,89	25,08	26,34
Conector de ranuras paralelas, aleación de Cu, 3-2/0 : 6-2/0 AWG	c/u	4,73	4,96	5,21
Conector de ranuras paralelas, aleación de Cu, 1/0-4/0 : 6-4/0 AWG	c/u	6,83	7,17	7,52
Conector de ranuras paralelas, aleación de Cu, 4/0-300 : 6-300 AWG	c/u	18,90	19,85	20,84
Conector perno hendido, aleación de Cu, 1/0 - 2/0 AWG cond. principal, 8 - 2/0 AWG cond. Derivado	c/u	3,15	3,31	3,47
Perno punta de poste de acero galvanizado (tacho), 70 mm (2 3/4") de ancho x 450 mm (18") de long.	c/u	15,75	16,54	17,36
Perno espiga (pin) tope de poste simple de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 450 mm (18") de long., con accesorios de sujeción	c/u	14,78	15,52	16,30
Perno espiga (pin) tope de poste doble de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám x 450 mm (18")de long., con accesorios de sujeción	c/u	19,93	20,93	21,97
Perno espiga (pin) corto de acero galvanizado, 19 mm (3/4") de diám. x 300 mm (12") de long.	c/u	4,73	4,96	5,21
Perno U de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 150 mm (6") de ancho dentro de la U, con 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	c/u	5,48	5,76	6,04
Perno máquina de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 51 mm (2") de long., con tuerca, arandela plana y de presión	c/u	1,31	1,38	1,45
Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	c/u	5,20	5,46	5,73
Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. X 406 mm (16") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	c/u	12,60	13,23	13,89
Perno de ojo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 254 mm (10") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	c/u	5,72	6,01	6,31
Grapa de derivación para línea en caliente de aleación de Al	c/u	4,67	4,91	5,15
Interruptor termo magnético 40 a 70 A, 1 Polo	c/u	26,25	27,56	28,94
Interruptor termo magnético 40 a 70 A, 2 Polos (caja moldeada)	c/u	58,01	60,91	63,96
Interruptor termo magnético 40 a 175 A, 2 Polos (caja moldeada)	c/u	126,00	132,30	138,92
Tornillos con tuerca y arandela # 6	c/u	0,04	0,04	0,05
Taco Fisher # 6	c/u	0,03	0,03	0,03
Clavo de acero de anclaje 63 mm (2 1/2") y fulminante	c/u	0,53	0,55	0,58
Amarres plásticos de 25 cm	100 u	3,68	3,86	4,05
Pinza de anclaje, termoplástica, ajustable para acometidas	c/u	1,26	1,32	1,39
Porta fusible aéreo encapsulado	c/u	1,58	1,65	1,74
Fusible Neozed de 63 A	c/u	0,63	0,66	0,69

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Derivador termoplástico para conductor concéntrico	c/u	0,89	0,94	0,98
Ménsula para cable	c/u	5,41	5,68	5,96
Ménsula para fachada	c/u	0,89	0,94	0,98
Varilla para puesta a tierra tipo COPPERWELD, 16 mm (5/8") de diám. x 1800 mm (71") de long.	c/u	7,35	7,72	8,10
Conector de Cu a golpe de martillo para sistemas de puesta a tierra	c/u	1,16	1,21	1,27
Suelda exotérmica de 150 gramos	c/u	7,19	7,55	7,93
Fleje de acero inoxidable, 0,76 mm (0,030") de esp. x 19,05 mm (3/4") de ancho	30 m	52,50	55,13	57,88
Hebilla para fleje de acero inoxidable de 19,05 mm (3/4")	c/u	0,68	0,72	0,75
Cinta eléctrica auto fundente de 19 mm de ancho, 9 m de longitud	c/u	9,89	10,39	10,90
Cinta eléctrica vinilo PVC de 19 mm de ancho, 20 m de longitud.	c/u	1,31	1,38	1,45
Pinza termoplástica de suspensión para neutro portante, de 35 a 75 mm ² (2 - 2/0 AWG)	c/u	10,53	11,06	11,61
Pinza de aleación de Al., de retención para neutro portante, de 35 a 75 mm ² (2 - 2/0 AWG)	c/u	10,50	11,03	11,58
Protector punta de cable de forma cilíndrica, long. mínima 65 mm, (escribir el calibre del conductor ejm: 25 mm ² (4 AWG))	c/u	0,58	0,61	0,64
Precinto plástico de 7 mm de ancho x 1,8 mm de esp. x 350 mm de long.	c/u	0,13	0,13	0,14
Tuerca de ojo ovalado de acero galvanizado, para perno de 16 mm (5/8") de diám.	c/u	2,63	2,76	2,89
Tensor mecánico con perno de ojo, perno con grillete y tuercas de seguridad	c/u	12,60	13,23	13,89
Conector dentado estanco de 35 a 150 mm ² (2 - 3/0 AWG) cond. Principal desnudo y 4 a 35 mm ² (12 - 2 AWG) cond. Derivado	c/u	2,63	2,76	2,89
Conector dentado estanco, doble cuerpo, de 35 a 150 mm ² (2 AWG - 300 MCM) conductor principal y derivado	c/u	4,20	4,41	4,63
Conector dentado estanco de 25 a 95 mm ² (3 - 4/0 AWG) cond. principal y derivado	c/u	2,63	2,76	2,89
Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	c/u	5,41	5,68	5,96
Abrazadera de acero galvanizado, pletina, simple (3 pernos), 38 x 4 x 160 - 190 mm (1 1/2 x 11/4 x 6 1/2 - 7 1/2")	c/u	5,52	5,80	6,09
Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 38 x 4 x 140 - 160 mm (1 1/2 x 11/64 x 5 1/2 - 6 1/2")	c/u	6,44	6,76	7,10
Abrazadera de acero galvanizado, pletina, doble (4 pernos), 38 x 4 x 160 - 190 mm (1 1/2 x 11/64 x 6 1/2 - 7 1/2")	c/u	7,57	7,95	8,35
Horquilla anclaje de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diám. x 75 mm (3") de long. (Eslabon "U" para sujeción)	c/u	7,88	8,27	8,68
Grapa angular apernada de aleación de Al 5,08 - 15,75 mm (6 - 4/0 AWG)	c/u	10,45	10,97	11,52
Grapa angular apernada de aleación de Al 10,16 - 21,59 mm (1/0 - 477 MCM)	c/u	16,54	17,36	18,23
Grapa angular apernada de aleación de Al 12,7 - 26,42 mm, (3/0 - 636 MCM)	c/u	23,47	24,64	25,87
Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al 6 - 4/0 Conductor Aluminio	c/u	10,76	11,30	11,87
Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al 6 - 3/0 Conductor ACSR	c/u	8,98	9,43	9,90

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	2014	2015	2016
Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al 2 - 336,4 (26/7) Conductor ACSR	c/u	26,62	27,95	29,35
Grapa terminal apernada tipo pistola, de aleación de Al 3/0 - 556,6 (18/1) Conductor ACSR	c/u	33,76	35,45	37,22
Cruceta de acero galvanizado, perfil "L", universal, 75 x 75 x 6 x 1200 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4)	c/u	52,50	55,13	57,88
Cruceta de acero galvanizado, perfil "L", universal, 75 x 75 x 6 x 1500 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4)	c/u	57,75	60,64	63,67
Cruceta de acero galvanizado, perfil "L", universal, 75 x 75 x 6 x 2000 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 1/4)	c/u	73,50	77,18	81,03
Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2400 mm (2 61/64 x 261/64 x 1/4")	c/u	58,01	60,91	63,96
Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 4300 mm (2 61/64 x 261/64 x 1/4")	c/u	84,00	88,20	92,61
MEDIDORES Y ACCESORIOS				
Medidor Monofásico 10/100 A, 120 V, 2 Hilos, Forma 1A	c/u	11,0355	11,59	12,17
Medidor Monofásico 10/100 A, 240 V, 3 Hilos, Forma 2A	c/u	13,1775	13,84	14,53
Caja de protección de policarbonato para medidor de energía eléctrica	c/u	11,55	12,13	12,73
Medidor Monofásico 2H 100 A, 120 V, Elec. Socket 1S SHE 12S SONGHE	c/u	21,84	22,93	24,08
Medidor Monofásico 3H 200 A, 240 V, ELEC. SOCKET 2S SONGHE IM	c/u	50,77	53,31	55,97
Caja de protección tipo socket - clase 100	c/u	105,00	110,25	115,76
Caja de protección tipo socket - clase 200	c/u	141,75	148,84	156,28
Base socket Clase 200, 4 terminales	c/u	37,54	39,41	41,39
POSTES				
Poste circular de hormigón armado de 10 m, 400 kg	c/u	172,80	181,44	190,51
Poste circular de hormigón armado de 10 m, 500 kg	c/u	225,14	236,40	248,22
Poste circular de hormigón armado de 12 m, 500 kg	c/u	246,11	258,41	271,34
Poste circular de hormigón armado de 14 m, 500 kg	c/u	417,17	438,03	459,93
Poste circular de hormigón armado de 14 m, 700 kg	c/u	518,09	544,00	571,20
Poste circular de hormigón armado 10 m, 2000 kg (auto soportante)	c/u	540,75	567,79	596,18
Poste circular de hormigón armado 12 m, 2000 kg (auto soportante)	c/u	624,75	655,99	688,79
Poste circular de plástico reforzado con fibra de vidrio, 10 m, 400 kg	c/u	540,75	567,79	596,18
Poste circular de plástico reforzado con fibra de vidrio, 12 m, 500 kg	c/u	624,75	655,99	688,79
ANCLAJES PARA TENSOR				
Bloque de anclaje de hormigón armado 30 X 30 X 10 CM		11,03	11,58	12,16
Bloque de anclaje de hormigón armado 40 X 40 X 15 CM	c/u	13,13	13,78	14,47
Guardacabo tipo horquilla galvanizado 3/8", pesado	c/u	0,83	0,87	0,91
Brazo galvanizado para tensor farol (Estructura) 2" X 1.2 M	c/u	17,89	18,79	19,73