



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial

**INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA  
PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**

**Jorge Luis Rojas Morales**

Asesorado por el Ing. Daniel de Jesús Carías Culajay

Guatemala, enero de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JORGE LUIS ROJAS MORALES**

ASESORADO POR EL ING. DANIEL DE JESÚS CARÍAS CULAJAY

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO INDUSTRIAL**

GUATEMALA, ENERO DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. César Ernesto Urquizú Rodas
EXAMINADOR	Ing. José Francisco Gómez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Renaldo Girón Alvarado
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, con fecha 30 de mayo de 2018.



**Jorge Luis Rojas Morales**

Guatemala 10 de octubre de 2019

Oficina de Lingüística  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala  
Presente

A quien corresponda:

Reciba un atento saludo. Por este medio me permito informar que yo Daniel de Jesús Carías Culajay, Ingeniero Mecánico Industrial, colegiado activo # 11646, he brindado la asesoría de tesis al estudiante de ingeniería mecánica industrial Jorge Luis Rojas Morales, carnet 200113568, para el trabajo de graduación con el título INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO, mismo el cual he revisado, razón por la cual por medio de la presente lo doy por autorizado.

Sin ningún otro particular, quedo a las órdenes para cualquier consulta al respecto.

Atentamente,



Colegiado 11646

Tel. 33237704

Daniel de Jesús Carías Culajay  
Ingeniero Mecánico Industrial  
Colegiado No. 11,646

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA




FACULTAD DE INGENIERÍA

REF.REV.EMI.107.019

Como Catedrático Revisor del Trabajo de Graduación titulado **INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Luis Rojas Morales**, apruebo el presente trabajo y recomiendo la autorización del mismo.

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”



Ing. Alex Suntecun Castellanos  
Catedrático Revisor de Trabajos de Graduación  
Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial

ING. ALEX SUNTECUN CASTELLANOS  
COLEGIADO No. 3,682

Guatemala, octubre de 2019.

/mgp

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA




FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. DIR. EMI.006.020

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el Visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística del trabajo de graduación titulado **INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Luis Rojas Morales**, aprueba el presente trabajo y solicita la autorización del mismo.

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”

  
**Ing. Cesar Ernesto Urquiza Rodas**  
**DIRECTOR**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial**



Guatemala, enero de 2020.

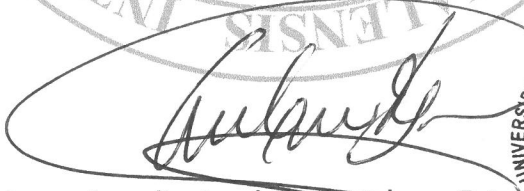
/mgp




Ref. DTG.021.2020

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Industrial, al trabajo de graduación titulado: **INCREMENTO DE LA CURVA DE CARGA EN UNA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MEDIO DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, DE MEDIA TENSIÓN QUE SUMINISTRARÁ ENERGÍA ELÉCTRICA PARA PUNTOS DE BOMBEO EN UN INGENIO AZUCARERO**, presentado por el estudiante universitario: **Jorge Luis Rojas Morales**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

  
Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada  
Decana



Guatemala, enero de 2020

AACE/asga



## **ACTO QUE DEDICO A:**

**Mis padres**

Por todo su amor y cariño incondicional.

**Mi hermana**

Por todo su amor y amistad

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Daniel Carías**

Por su ayuda y tiempo en la asesoría para el desarrollo de este trabajo de graduación.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XV
GLOSARIO.....	XVII
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado-SNI.....	1
1.1.1. Generación.....	2
1.1.2. Distribución.....	3
1.1.3. Comercialización.....	5
1.1.4. Transporte.....	6
1.1.5. Consumidores.....	6
1.2. Mercado eléctrico nacional.....	7
1.2.1. Regulación.....	7
1.2.1.1. Ley General de Electricidad.....	7
1.2.1.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad.....	8
1.2.1.3. Normas de coordinación comercial y técnica del administrador del mercado mayorista.....	9
1.2.1.4. Normas técnicas Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	9

1.2.2.	Agentes del mercado.....	10
1.3.	Comercialización de energía eléctrica .....	10
1.3.1.	Tipos de contratos .....	14
1.3.2.	Potencia y energía.....	15
1.3.3.	Curva de carga .....	15
1.3.4.	Precios de contratos de potencia y energía .....	16
1.3.4.1.	Precio de oportunidad de la energía ....	16
1.3.4.2.	Fijo o todo incluido .....	17
1.3.4.3.	Carbón.....	17
1.3.4.4.	Combustible.....	18
1.3.4.5.	Piso y techo .....	18
1.3.4.6.	De opción .....	18
1.3.5.	Peajes primarios y secundarios .....	19
1.3.6.	Cargos a cuenta de terceros .....	19
1.3.7.	Demanda firme .....	19
1.3.8.	Capacidad contratada de transporte.....	20
1.3.9.	Oferta firme eficiente .....	20
1.4.	Estructura de una red eléctrica de distribución .....	21
1.5.	Sistemas de riego .....	22
1.5.1.	Riego por goteo .....	23
1.5.2.	Aspersión por bombeo .....	23
1.6.	Estudio de factibilidad de proyectos .....	24
1.6.1.	Estudio de mercado.....	24
1.6.2.	Estudio técnico .....	25
1.6.3.	Estudio económico .....	25
2.	PROCESO ACTUAL DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEL SISTEMA DE RIEGO POR BOMBEO .....	27
2.1.	Comercialización de energía eléctrica .....	27

2.1.1.	Estrategia de ventas de potencia y energía .....	28
2.1.1.1.	Fidelización de clientes actuales .....	29
2.1.1.1.1.	Curva de carga actual ...	30
2.1.1.1.2.	Programa de fidelización .....	31
2.1.1.1.3.	Distribución de cartera de clientes .....	33
2.1.1.2.	Incorporación de nuevos clientes a la curva de carga .....	35
2.1.1.2.1.	Clientes en red de Empresa Eléctrica de Guatemala.....	35
2.1.1.2.2.	Clientes en otras redes .....	36
2.1.1.3.	Política de precios .....	37
2.1.1.4.	Otros productos y servicios .....	37
2.1.2.	Estrategia de compras de potencia y energía .....	38
2.1.2.1.	Contratos de compras de potencia y energía.....	41
2.1.2.2.	Planificación de compras .....	42
2.1.2.2.1.	Proyección de ventas ....	43
2.1.2.2.2.	Proyección de compras .....	46
2.1.2.2.3.	Proyección de variables macroeconómicas .....	47
2.1.2.3.	Renegociación de contratos de compra de potencia y energía .....	48
2.2.	Sistema de riego por bombeo .....	49

2.2.1.	Riego por aspersión .....	50
2.2.1.1.	Equipos .....	51
2.2.1.1.1.	Plantas de generación eléctrica .....	51
2.2.1.1.2.	Motores eléctricos.....	52
2.2.1.1.3.	Bombas hidráulicas .....	52
3.	ESTUDIO DE MERCADO, TÉCNICO Y ECONÓMICO .....	57
3.1.	Estudio de mercado .....	57
3.1.1.	Mercado consumidor .....	60
3.1.2.	Mercado proveedor .....	66
3.1.3.	Mercado competidor .....	69
3.1.4.	Análisis histórico del mercado de comercialización a grandes usuarios .....	73
3.1.4.1.	Demanda y oferta de potencia en el sistema eléctrico nacional.....	76
3.1.4.2.	Tendencia histórica de los precios de referencia del mercado .....	78
3.1.4.3.	Integraciones verticales corporativas ...	79
3.1.4.4.	Estrategias de precios .....	80
3.1.4.5.	Competencia de otros comercializadores.....	83
3.1.5.	Análisis de la situación vigente .....	84
3.1.5.1.	Demanda de carga actual.....	86
3.1.5.2.	Demanda de carga objeto.....	87
3.1.5.3.	Mercado de grandes usuarios.....	87
3.1.6.	Análisis de la situación proyectada.....	90
3.1.6.1.	Incorporación de nueva demanda en megavatios la curva de carga .....	91

	3.1.6.2.	Análisis de viabilidad .....	91	
3.2.		Estudio técnico .....	94	
	3.2.1.	Equipos.....	95	
		3.2.1.1. Bancos de transformadores .....	96	
		3.2.1.2. Equipo de medición primaria .....	96	
	3.2.2.	Materiales .....	97	
		3.2.2.1. Conductores.....	98	
		3.2.2.2. Postes de concreto .....	99	
		3.2.2.3. Balizas de señalización .....	99	
		3.2.2.4. Cruceros de madera y aislamiento con herrajes .....	100	
		3.2.2.5. Tierras físicas.....	101	
		3.2.2.6. Anclajes a postes .....	101	
		3.2.2.7. Tubería.....	102	
	3.2.3.	Mano de obra.....	102	
	3.2.4.	Diseño de red trifásica de 13,2 kV/240/480 V .....	105	
		3.2.4.1. Verificación de capacidad de distribución en red.....	106	
		3.2.4.2. Levantamiento de datos en sitio .....	109	
		3.2.4.3. Levantamiento topográfico .....	110	
		3.2.4.4. Selección de materiales .....	110	
			3.2.4.4.1. Unidades básicas de construcción.....	114
			3.2.4.4.2. Materiales homologados.....	117
		3.2.4.5. Dimensionamiento de bancos de transformadores .....	124	
		3.2.4.6. Aprobación de diseño proyectado .....	127	
		3.2.4.7. Planos finales.....	127	

	3.2.4.8.	Diseño de acometidas .....	128
	3.2.4.9.	Diseño de red subterránea .....	129
	3.2.4.10.	Trabajos de obra civil.....	130
3.3.		Estudio económico.....	132
	3.3.1.	Costos .....	133
	3.3.1.1.	Equipos y materiales .....	133
		3.3.1.1.1. Línea trifásica .....	133
		3.3.1.1.2. Transformadores .....	134
		3.3.1.1.3. Acometidas.....	135
		3.3.1.1.4. Red subterránea .....	135
	3.3.1.2.	Mano de obra .....	136
4.		PROPUESTA DE NUEVO ESQUEMA DE NEGOCIOS.....	139
	4.1.	Planteamiento del nuevo esquema de negocios .....	139
	4.1.1.	Alcance del nuevo esquema de negocios.....	140
	4.2.	Propuesta de contrato de construcción de red de media tensión y de compraventa de potencia y energía .....	140
	4.2.1.	Objeto del contrato .....	141
	4.2.2.	Alcance del proyecto de extensión de línea en interior de finca.....	141
	4.2.3.	Plazo de construcción de la red de media tensión.....	144
	4.2.4.	Valor de construcción de la red de media tensión.....	144
	4.2.5.	Forma de pago de la red construida .....	144
	4.2.6.	Potencia, energía suministrada y precios de la electricidad .....	147
	4.2.6.1.	Potencia y energía suministrada .....	147



4.2.6.2.	Precios de la potencia y energía suministrada.....	148
4.2.6.3.	Plazo del contrato en cuanto a compra venta de energía .....	150
4.2.6.4.	Legislación aplicable y solución de controversias.....	151
4.2.6.5.	Eventos eximentes de responsabilidad .....	151
4.3.	Estimación de costos esperados por consumo eléctrico de estaciones de bombeo tras enganche a red de media tensión.....	152
5.	PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	157
5.1.	Cronograma de trabajos proyectados para la construcción de la red .....	157
5.2.	Planificación de la adquisición de equipos y materiales .....	159
5.3.	Validación de las adquisiciones por medio de dictámenes técnicos .....	160
5.4.	Definición de controles de costos esperados en el proyecto..	161
5.5.	Medidas de seguridad en campo .....	163
5.6.	Proceso de habilitación del punto de suministro eléctrico ante Empresa Eléctrica de Guatemala.....	173
5.7.	Certificación como gran usuario de electricidad ante el Ministerio de Energía y Minas.....	175
5.8.	Habilitación del punto de suministro en el administrador del mercado mayorista .....	177
	CONCLUSIONES.....	181
	RECOMENDACIONES.....	185

BIBLIOGRAFÍA ..... 187

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Porcentaje de contratos renovados por año .....	29
2.	Energía según curva de carga año 2017 .....	30
3.	Demanda firme a lo largo de 2017 .....	31
4.	Programa de fidelización de cartera total de clientes .....	32
5.	Programa de fidelización 2018 .....	32
6.	Programa de fidelización 2019 .....	33
7.	Distribución de cartera de clientes por consultor .....	34
8.	Potencia asignada por consultor .....	34
9.	Curva de bomba para bomba centrífuga <i>Franklin Electric</i> .....	54
10.	Número de grandes usuarios reportados en el mercado mayorista .....	61
11.	Crecimiento porcentual de grandes usuarios .....	62
12.	Puntos de suministro habilitados en el mercado mayorista .....	63
13.	Crecimiento porcentual de puntos de suministro .....	63
14.	Energía anual suministrada por comercializadoras a grandes usuarios .....	64
15.	Crecimiento porcentual de consumo de energía de grandes usuarios .....	65
16.	Generación por tipo de tecnología .....	67
17.	Potencia instalada por tecnología .....	68
18.	Energía suministrada por comercializadoras a grandes usuarios .....	70
19.	Porcentaje de energía suministrada por principales comercializadoras a grandes usuarios .....	71

20.	Composición por tipo de consumo de energía en el mercado mayorista al año 2017 .....	73
21.	Consumo de energía de energía de comercializadoras en comparación al total del mercado mayorista .....	74
22.	Porcentaje de crecimiento de demanda de energía, mercado frente a comercializadoras.....	75
23.	Oferta y demanda de potencia en el SNI .....	77
24.	Promedio anual del precio <i>spot</i> de la energía .....	78
25.	Potencia mensual 2015 – 2017 para DEMF .....	85
26.	Potencia mensual .....	86
27.	Consumo de energía GUs 2015 - 2017 .....	88
28.	Puntos de suministro habilitados 2015 – 2017 .....	88
29.	Relación de nuevos grandes usuarios a comercializadores.....	89
30.	Análisis FODA .....	92
31.	Diagrama trifilar de medición primaria en media tensión.....	97
32.	Tramo de línea eléctrica .....	99
33.	UBC para tangente de 3 fases (1/0) centrado.....	115
34.	UBC para ángulo 3 fases (1/0) centrado.....	115
35.	UBC de remate doble en ángulo 3 fases (1/0) centrado .....	116
36.	UBC para bajada primaria 3 fases (1/0) 15 kV .....	116
37.	Cuadro de eficiencias para motores eléctricos.....	125
38.	Plano final de red de media tensión.....	127
39.	Diseño de acometida eléctrica .....	129
40.	Detalle de construcción de registro tipo H.....	131
41.	Detalle de registro tipo H y canalización con cruce de calle .....	132
42.	Cronograma de ejecución de trabajos .....	158
43.	Formato de dictamen técnico para compra de materiales.....	161
44.	Cuadro de control de costos .....	162

## TABLAS

I.	Lista de proveedores de potencia y energía.....	41
II.	Variables de mercado .....	48
III.	Renegociaciones sostenidas con proveedores de potencia y energía.....	49
IV.	Energía anual comercializada a grandes usuarios .....	65
V.	Participación porcentual por tipo de generación.....	67
VI.	Período de actividad por comercializadora.....	69
VII.	Proyección de posibles proyectos por implementar.....	90
VIII.	Especificaciones técnicas equipo de medición .....	96
IX.	Resumen de mano de obra requerida .....	102
X.	Horas hombre de cuadrillas en ejecución de proyecto mes 1.....	103
XI.	Horas hombre de cuadrillas en ejecución de proyecto mes 2.....	103
XII.	Total de horas hombre por cuadrillas de trabajo .....	104
XIII.	Horas hombre de cuadrillas de supervisión de proyecto mes 1.....	104
XIV.	Horas hombre de cuadrillas de supervisión de proyecto mes 2.....	105
XV.	Total de horas hombre por cuadrillas de supervisión .....	105
XVI.	Tablas de descargas asociadas a transferencia de carga de 0,83 MVA.....	108
XVII.	Cuadro de transferencias de cargas en las subestaciones involucradas.....	109
XVIII.	Aisladores, cortacircuitos y pararrayos.....	111
XIX.	Cable.....	111
XX.	Cintas y esferas de señalización .....	111
XXI.	Conectores y transformadores .....	112
XXII.	Cruceros y postes .....	112
XXIII.	Fusibles.....	112
XXIV.	Herrajes .....	113

XXV.	Acometida.....	113
XXVI.	Obra civil .....	114
XXVII.	Proveedores homologados – aisladores, cortacircuitos y pararrayos.	117
XXVIII.	Proveedores homologados – alambre y cobre.....	118
XXIX.	Proveedores homologados – cintas y esferas.....	118
XXX.	Proveedores homologados – conectores y transformadores .....	119
XXXI.	Proveedores homologados – cruceros y postes .....	119
XXXII.	Proveedores homologados – fusibles .....	120
XXXIII.	Proveedores homologados – herrajes (A).....	120
XXXIV.	Proveedores homologados – herrajes (B).....	121
XXXV.	Proveedores homologados – herrajes (C) .....	121
XXXVI.	Proveedores homologados – herrajes (D) .....	122
XXXVII.	Proveedores homologados – herrajes (E).....	122
XXXVIII.	Proveedores homologados – herrajes (F).....	123
XXXIX.	Proveedores homologados – herrajes (G) .....	123
XL.	Proveedores homologados – acometida y red subterránea .....	124
XLI.	Potencia de bancos de transformadores.....	126
XLII.	Costos de línea trifásica.....	134
XLIII.	Costos de transformadores.....	134
XLIV.	Costos de acometidas .....	135
XLV.	Costos de red subterránea .....	136
XLVI.	Costos de mano de obra.....	136
XLVII.	Flujo de caja del proyecto .....	137
XLVIII.	Cuadro de amortización a 36 meses .....	146
XLIX.	Estimación de consumo de potencia y energía (época de zafra) .....	154
L.	Costos esperados (época de zafra) .....	155
LI.	Estimación de consumo de potencia y energía (época de no zafra) ..	155
LII.	Costos esperados (época de no zafra) .....	156
LIII.	Matriz de calor de riesgos.....	164

LIV.	Riesgos biológicos .....	165
LV.	Riesgos eléctricos .....	166
LVI.	Riesgos en sitio .....	167
LVII.	Riesgos ergonómicos .....	168
LVIII.	Riesgos físicos .....	169
LIX.	Riesgos mecánicos parte 1 .....	170
LX.	Riesgos mecánicos parte 2 .....	171
LXI.	Riesgos mecánicos parte 3 .....	172





## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>CCA</b>	Arsénico cromado de cobre
<b>cm</b>	Centímetro
<b>HP</b>	Caballo de fuerza
<b>FP</b>	Factor de potencia
<b>gpm</b>	Galón por minuto
<b>GWh</b>	Gigavatio hora
<b>GU</b>	Gran usuario
<b>Hz</b>	Hercio
<b>kW</b>	Kilovatio
<b>kWh</b>	Kilovatio hora
<b>kW-mes</b>	Kilovatio mes
<b>kV</b>	kilovoltio
<b>KVA</b>	Kilovoltio amperio
<b>Psi</b>	Libra por pulgada cuadrada
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MVA</b>	Megavoltio amperio
<b>POE</b>	Precio de oportunidad de la energía
<b>UBC</b>	Unidad básica de construcción
<b>V</b>	Voltaje



## GLOSARIO

<b>ACSR</b>	Conductor de aluminio reforzado en acero.
<b>Agentes del mercado eléctrico</b>	Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supera el límite establecido en el reglamento de la Ley General de Electricidad.
<b>AMM</b>	Administrador del mercado mayorista.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Cogenerador</b>	Entidad que produce electricidad, a la vez produce simultáneamente energía térmica.
<b>Comercialización de energía eléctrica</b>	Es la actividad específica dedicada a la compra y venta de bloques de potencia y energía con carácter de intermediación y sin participar en la generación, distribución y transporte.
<b>Commodity</b>	Bienes normalmente genéricos, como el caso de las materias primas.

<b>Curva de carga</b>	Sucesión de valores de demanda eléctrica, bien sea en intensidad de corriente o potencia eléctrica, de un sistema eléctrico como función del tiempo.
<b>Estudio de mercado</b>	Dentro de un proceso de preparación y evaluación de proyectos, permite definir las métricas económicas derivadas del diseño de las distintas estrategias que requiere establecerse para evaluar un proyecto.
<b>Estudio económico</b>	Su fin es analizar las necesidades de tipo económico y financiero que precisa la puesta en marcha de un proyecto, con el propósito de valorar si es rentable o no el emprender el nuevo proyecto.
<b>Estudio técnico</b>	Su objetivo es llegar a determinar la función de producción óptima para la utilización eficiente y eficaz de los recursos disponibles para la producción del bien o servicio deseado. De la selección de la función óptima se derivarán las necesidades de equipos y maquinarias que, junto con la información relacionada con el proceso de producción, permitirán cuantificar el costo de operación.
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.

<b>Mercado eléctrico</b>	Mercado en el cual se dan las transacciones de compra y venta de bloques de potencia y energía entre los distintos agentes que participan. Estos son generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios o consumidores. Todo esto es regulado bajo el marco de la Ley General de Electricidad.
<b>POE</b>	Precio de oportunidad de la energía.
<b>Precio de oportunidad de la energía</b>	Es el valor del costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora; se define como el costo en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible.
<b>Riego por aspersión</b>	Método de riego en el que el agua se aplica al suelo en forma de lluvia utilizando unos dispositivos de emisión de agua, denominados aspersores, que generan un chorro de agua pulverizada en gotas.
<b>Riego por goteo</b>	Método de irrigación que permite una óptima aplicación de agua aplicada que se infiltra en el suelo irrigando directamente la zona de influencia radicular a través de un sistema de tuberías y emisores.

<b>Sistema de riego</b>	Conjunto de estructuras que hace posible que una determinada área pueda ser cultivada con la aplicación de agua necesaria a las plantas.
<b>Sistema de suministro eléctrico</b>	Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte y la distribución de la energía eléctrica.
<b>SNI</b>	Sistema nacional interconectado.
<b>VAD</b>	Valor agregado de distribución.

## **RESUMEN**

A través de este estudio se presenta un análisis para evaluar la viabilidad de la implementación de un nuevo modelo de negocio en una empresa comercializadora de energía eléctrica.

El modelo de negocio consiste en la incorporación de clientes potenciales a la cartera de la comercializadora, por medio de la construcción de extensiones de línea para enganchar los puntos de consumo eléctrico de tales clientes potenciales a redes de distribución de energía eléctrica ya establecidas.

Para tal efecto, se realiza un diagnóstico de las condiciones actuales del mercado en el cual se desenvuelve la comercializadora de electricidad, de las condiciones técnicas, así como de las consideraciones económicas necesarias para realizar el proyecto.

Por último, se presenta la propuesta del nuevo esquema de negocios planteado por la comercializadora, así como las distintas actividades de planificación necesarias para concretar la realización del proyecto, y lograr así la incorporación de clientes potenciales a la cartera de la comercializadora.





## **OBJETIVOS**

### **General**

Plantear y ejecutar un nuevo esquema de negocios que permita a la empresa comercializadora de energía eléctrica incrementar su curva de carga para alcanzar su objetivo de captación de clientes nuevos, por medio de la construcción y financiamiento de una nueva red de distribución eléctrica para alimentar un sistema de riego en un ingenio azucarero.

### **Específicos**

1. Realizar un estudio que diagnostique las condiciones actuales de mercado que afronta la comercializadora de energía eléctrica.
2. Diagnosticar las condiciones actuales de cómo funciona el sistema de riego empleado por el ingenio azucarero al que se le está presentando la propuesta de este proyecto.
3. Estudiar los aspectos de mercado, técnicos y económicos necesarios para el planteamiento de un proyecto de construcción de una red de distribución eléctrica de media tensión para el suministro de energía eléctrica del sistema de riego por bombeo del ingenio azucarero.
4. Proyectar el posible crecimiento esperado en la curva de carga de la comercializadora de electricidad en un año.

5. Planificar los recursos y actividades necesarias para la ejecución del proyecto.

## INTRODUCCIÓN

La comercialización de energía eléctrica consiste en una de las actividades que forman parte de la cadena de suministro de energía eléctrica dentro del mercado mayorista de electricidad, abarcando específicamente el nicho de mercado conformado por grandes usuarios de electricidad.

En el mercado eléctrico local, la comercialización de energía es una actividad altamente competitiva, y dicha competitividad se ha visto incrementada con el paso del tiempo, al ser una actividad inmersa en un mercado de libre competencia.

De tal forma, el presente estudio consiste en la definición de un nuevo modelo de negocio implementado por una comercializadora participante en el mercado eléctrico local, por medio del cual se pretende incrementar su cartera de clientes y, por ende, su curva de carga. Esto mediante la incorporación de nuevos puntos de suministro, que actualmente no se encuentran conectados a ninguna red de distribución eléctrica.

Para tal efecto, el segmento de clientes objetivo de este modelo de negocio, consiste en sistemas de riego de ingenios azucareros, para los cuales se construirían extensiones de línea de media tensión para incorporarlos a redes existentes de distribución de electricidad. En este trabajo, se define la evaluación necesaria para la realización de un proyecto de esta naturaleza.



# **1. MARCO TEÓRICO**

## **1.1. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SNI)**

El Sistema Nacional Interconectado (SNI), consiste en el conjunto de distintas instalaciones, como son las diversas plantas de generación eléctrica, líneas de transmisión, subestaciones de transformación eléctrica, redes de distribución, y en general, cualquier tipo de equipo e infraestructura destinada a la prestación del servicio de energía eléctrica, en las distintas áreas del territorio guatemalteco.

Existe una coordinación que permite el adecuado funcionamiento de este sistema, de tal forma que se garantice una operación eficiente, en la cual las necesidades de abastecimiento eléctrico de los distintos participantes son satisfechas por medio de la planificación de operaciones entre los distintos elementos que conforman el sistema. Esto se debe a que la electricidad es un bien de consumo no almacenable y que se produce y se transporta en el mismo instante en que es consumida, por lo cual debe existir un equilibrio en todo momento entre la demanda y la generación de electricidad.

En el caso del SNI del país, esta coordinación la lleva a cabo la entidad denominada como el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que es un ente privado y sin fines de lucro el cual, de acuerdo con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, tiene a su cargo la gestión de administración del mercado mayorista de electricidad. Este último se entiende como “el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía, que se efectúan a corto y

largo plazo por parte de los agentes del mercado”,<sup>1</sup> donde estos agentes son aquellos que son generadores, comercializadores, distribuidores, grandes usuarios y transportistas de electricidad en el sistema.

### **1.1.1. Generación**

Consiste en una de las distintas actividades que se llevan a cabo en el mercado mayorista, es la primera etapa que se desarrolla en cualquier sistema de suministro eléctrico. La generación consiste en la transformación de algún tipo de energía primaria, proveniente de una fuente térmica, hídrica, solar y nuclear, en energía eléctrica, para la comercialización total o parcial de dicha producción de electricidad.<sup>2</sup>

La generación eléctrica se realiza por distintos métodos; específicamente en el caso de Guatemala, la generación eléctrica se da a partir del uso de fuentes de energía primaria, aprovechadas por medio de distintas tecnologías, como son la generación hidroeléctrica, generación térmica, bien sea haciendo uso de combustibles como el carbón, búnker, gas o biomasa, generación solar, geotérmica y eólica.

En el marco del SNI, el AMM coordina la actividad de los generadores por medio del denominado despacho económico, el cual consiste en una metodología para satisfacer la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico, manteniendo márgenes operativos adecuados, y considerando una operación económica y estable del SNI.

---

<sup>1</sup> Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, 13 de noviembre de 1996, p.27

<sup>2</sup> *Las claves del sector energético.* En energía y sociedad <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/>

En esta metodología, se busca optimizar la generación hidroeléctrica, considerando a la vez distintas variables, como las condiciones de contratos de compra y venta de energía, condiciones de distintos combustibles y otros de tal forma que el despacho de las unidades de generación, se dé en un orden creciente, del menor al mayor, esto en relación con los costos de producción de la energía eléctrica.

En términos generales, el modelo se basa en la toma de decisiones para escoger el momento en el cual utilizar o no el agua almacenada en los embalses de las hidroeléctricas. Se consideran los caudales futuros que pueda haber en el período que se está analizando, y se toman en cuenta las consecuencias operativas que esas decisiones puedan tener, las cuales pueden contar con un déficit del recurso hídrico, economizar el uso de combustibles en base a la planificación de la generación y tener que recurrir al vertimiento de dicho recurso, en caso se cuente con exceso,

En otras palabras, con este modelo se busca encontrar un equilibrio entre los costos de generación de las diversas tecnologías disponibles en la matriz energética, de tal manera que se llegue a una decisión que optimice dichos costos al programar la producción de la energía requerida por el sistema eléctrico.

### **1.1.2. Distribución**

Consiste en el servicio de suministro de energía eléctrica que se presta a los consumidores finales, es decir, la población en general u otros clientes, haciendo uso para ello, de redes de distribución eléctrica, las cuales se operan en condiciones de calidad y precios definidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

De acuerdo con la normativa definida en la Ley General de Electricidad, se definen dos tipos de servicios de distribución, el servicio de distribución privada y el servicio de distribución final. El primero es aquel en el cual no es necesario utilizar bienes de dominio público, y el cual se puede realizar en total libertad entre el distribuidor y el consumidor final, mientras que el segundo es aquel en el cual sí se hace uso de bienes de dominio público, actividad que sí está sujeta a una autorización por parte de la autoridad competente para tal efecto.<sup>3</sup>

La distribución se caracteriza por el hecho de que, según lo establecido por ley, todo distribuidor final autorizado a operar en un área determinada, tiene la obligación de conectar a su red a cualquier consumidor que así se lo requiera.

A su vez, para garantizar el abastecimiento de sus requerimientos de potencia y energía, y por ende estar en capacidad de satisfacer las demandas de sus clientes, los distribuidores están obligados a realizar sus contrataciones, tanto de potencia como de energía, por medio de licitaciones abiertas y dentro del marco de un proceso público y transparente.

Por otra parte, toda distribuidora tiene la responsabilidad de brindar un servicio de calidad, en el cual se controlen parámetros como la calidad del producto, es decir el nivel de tensión, oscilaciones, perturbaciones, que se presenten, calidad del servicio técnico, o sea la frecuencia y tiempos de interrupciones de servicio, por ejemplo. Por último, la calidad del servicio comercial, como la gestión de reclamos de los consumidores y atención al cliente.

---

<sup>3</sup> Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, 13 de noviembre de 1996, p.27



### 1.1.3. Comercialización

Consiste en la actividad de compra y venta de bloques de potencia y energía con carácter de intermediación, y sin participar en ninguna de las otras actividades que forman parte de la cadena de suministro del mercado eléctrico, como lo son la generación, transmisión y distribución de electricidad.<sup>4</sup>

La comercialización cuenta también con la característica de limitarse al mercado de grandes usuarios, es decir, a aquellos consumidores de energía cuya demanda de potencia es como mínimo de 100 kW.<sup>5</sup>

En principio, la comercialización es un tanto similar a la distribución, en el sentido que implica la compra de energía para ser revendida, con claras diferencias, como lo pueden ser, por ejemplo, el hecho que las comercializadoras no son dueñas de ningún tipo de activo físico, como lo serían las redes de distribución, en el caso de las distribuidoras.

Además, las comercializadoras operan en un nicho del mercado eléctrico, en el cual existe una libre competencia, al no haber ningún tipo de regulación por parte de las autoridades del sector en cuanto a la determinación de tarifas que deban ser respetadas por los comercializadores, y ofrecidas por estos a los grandes usuarios.

A diferencia de las distribuidoras, operan en un esquema de regulación de tarifas, las cuales son determinadas a través de metodologías definidas por las autoridades pertinentes del sector eléctrico.

---

<sup>4</sup> Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, 13 de noviembre de 1996, p.27

<sup>5</sup> Reglamento de la Ley General de Electricidad, *Acuerdo Gubernativo número 256-97*, 21 de marzo de 1997, p. 45

#### **1.1.4. Transporte**

El transporte o transmisión de energía eléctrica, consiste en la actividad por medio de la cual se hace llegar la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo de dicha energía.

El sistema de transmisión como tal, está conformado por el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones de transformación que se encuentran entre los puntos de entrega de los generadores y los puntos de recepción, bien sea de las distribuidoras o grandes usuarios.

Dicho sistema está compuesto por dos secciones, un sistema principal y otro secundario. El sistema principal es aquel que es compartido por los generadores, mientras que el secundario es aquel que no forma parte del sistema principal, sin incluir los sistemas de distribución tanto final como privada.<sup>6</sup>

#### **1.1.5. Consumidores**

El mercado eléctrico nacional reconoce dos clases de consumidores de electricidad, los llamados grandes usuarios, cuya característica distintiva es que tienen una demanda mínima de potencia de 100 kW, y el resto de consumidores, que son aquellos que están por debajo de este consumo mínimo definido por ley.

Un gran usuario no está sujeto a ninguna regulación de precios por parte de ningún ente, y puede pactar libremente los precios y condiciones del servicio de suministro eléctrico con el proveedor de su elección, que bien puede ser una

---

<sup>6</sup> Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, 13 de noviembre de 1996, p.27

distribuidora, un comercializador o un generador. Por el contrario, un consumidor que no es un gran usuario, está obligado a utilizar las tarifas que sean establecidas y autorizadas a los distribuidores por parte de la CNEE.

## **1.2. Mercado eléctrico nacional**

El mercado eléctrico nacional es un sistema dinámico de amplia gama y con variables que no son constantes, por ejemplo, costos de energía. Es el espacio en el que confluyen los distintos actores con el interés de tener alguna participación en cualquiera de las actividades comerciales, técnicas, industriales, entre otros, necesarias para llevar a cabo el proceso de compra y venta del servicio de suministro de energía eléctrica. Las actividades que forman parte de la cadena de suministro del sector son la generación, transmisión, distribución y comercialización.

### **1.2.1. Regulación**

Para su correcto funcionamiento, el sector eléctrico requiere del cumplimiento de una serie de consideraciones de tipo técnico, operativo, comercial, legal, las cuales quedan delimitadas dentro del marco normativo y regulatorio definido desde el Ministerio de Energía y Minas (MEM), que es la entidad con la mayor jerarquía y autoridad en la materia a nivel nacional.

#### **1.2.1.1. Ley General de Electricidad**

La Ley General de Electricidad, Decreto 93 – 96 del Congreso de la República, consiste en el máximo referente legal que regula las actividades relacionadas al sector eléctrico en el país.

Dicha ley fue creada con el objeto de propiciar la apertura y desmonopolización del sector eléctrico en el país, con el objeto de satisfacer las necesidades, tanto sociales como productivas de energía eléctrica, de propiciar el desarrollo nacional, y de agilizar el crecimiento de la oferta de energía eléctrica, por medio de la participación de inversionistas del sector privado que cuenten con los recursos económico - financieros para lograr dicho dinamismo en el sector.<sup>7</sup>

Dentro del marco de dicha ley, se crea la CNEE, que es una entidad de tipo técnico, perteneciente al MEM, y cuya finalidad es hacer cumplir la Ley General de Electricidad y su reglamento. Además, busca proteger los derechos de los consumidores, velar por la libre competencia en el sector, definir tarifas de transmisión y de distribución, actuar como árbitro al momento del surgimiento de diferencias entre agentes del sector, emitir normas técnicas referentes al sector y garantizar el libre acceso al servicio eléctrico por parte de cualquiera que así lo requiera.<sup>8</sup>

#### **1.2.1.2. Reglamento de la Ley General de Electricidad**

Surge porque para la aplicación de la Ley General de Electricidad, es necesario desarrollar las normas alusivas a esta última. En este reglamento se establecen las disposiciones generales alusivas a la ley, autorizaciones de distinta índole, como el transporte y distribución. Es una normativa aplicable a la CNEE, disposiciones del mercado mayorista, características del sistema de transporte, condiciones generales para el servicio de distribución, y sanciones aplicables ante los incumplimientos normativos.

---

<sup>7</sup> Ley General de Electricidad, Decreto 93-96, 13 de noviembre de 1996, p.27

<sup>8</sup> Ibid.

### **1.2.1.3. Normas de coordinación comercial y técnica del Administrador del Mercado Mayorista**

Ya que el AMM es el ente designado por el MEM, para llevar a cabo la gestión de administración del mercado mayorista, dicho ente requiere de una serie de normas que le permitan llevar a cabo sus funciones de coordinación de la operación de las centrales de generación, interconexiones internacionales (de ser necesarias para el abastecimiento de energía), y en términos generales, de garantizar la seguridad y abasto de energía eléctrica en el marco de una operación óptima que minimice los costos de las distintas actividades necesarias para tal efecto.

De tal cuenta, el AMM cuenta con normas de coordinación, que consisten en los procedimientos utilizados para coordinar las actividades, que garantizan la continuidad del servicio de suministro eléctrico.

Dentro del marco de estas normas, se tienen las denominadas normas de coordinación comercial y operativa. Las primeras permiten la coordinación de las transacciones comerciales que se dan en el mercado mayorista, mientras que las segundas tienen la finalidad de permitir la coordinación de la operación del SNI, de tal forma que la demanda se abastezca al mínimo costo posible.

### **1.2.1.4. Normas técnicas Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

Como órgano técnico en materia del sector eléctrico, la CNEE, cuenta con una serie de normas técnicas, las cuales cubren temas específicos referentes a las actividades de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Dichas normas cubren aspectos como los estudios de acceso al sistema de transporte, aspectos técnicos por cumplir en el servicio de distribución, diseño y operación de las instalaciones de distribución, así como del servicio de transmisión, aspectos de seguridad en presas.

### **1.2.2. Agentes del mercado**

Según lo estipulado en la normativa legal nacional, se consideran como agentes del mercado a todos los generadores, distribuidores, comercializadores, transportistas, importadores y exportadores que realizan transacciones dentro del mercado eléctrico, y que cumplen con los requisitos y características establecidos en el reglamento de la Ley General de Electricidad.

### **1.3. Comercialización de energía eléctrica**

En la comercialización se consideran varios tipos de mercado en los cuales se puede operar, siendo estos el mercado a término, el mercado de oportunidad o spot y el mercado de desvíos de potencia.

El mercado a término consiste en la modalidad de compra de potencia y energía, en la cual hay contratos libremente pactados entre un proveedor y un comprador; de tal cuenta todas las condiciones comerciales y técnicas según las cuales se presta el servicio de suministro de esta potencia y energía, se determinan por medio de un contrato suscrito entre las partes.<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> *Norma de Coordinación Comercial no. 13, Resolución 157-10, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p. 25*

El mercado de la oportunidad o mercado *spot* consiste en un mercado en el que se dan transacciones de corto plazo, las cuales se valorizan al denominado precio de oportunidad de la energía (POE), el cual es establecido en forma horaria, calculando el mismo en base al costo marginal de corto plazo que resulta del despacho de la generación.<sup>10</sup> Con este esquema, no existen las ofertas de compra o contratos pactados entre proveedor y comprador, sino que los vendedores y compradores realizan las transacciones de compra y venta de forma libre según lo necesiten.

Por otra parte, el mercado de desvíos de potencia consiste en el mercado en el cual se liquidan los faltantes y sobrantes de potencia, tanto de forma diaria como mensual, realizando las transacciones al denominado precio de referencia de la potencia, el cual también es definido por el AMM.<sup>11</sup>

Dentro del esquema de estos mercados, los comercializadores de energía eléctrica ponen a disposición de los compradores distintos productos que pueden ofrecerse en el mercado eléctrico, como lo son la potencia, la energía, servicios de transmisión y servicios complementarios.

La potencia y energía pueden ser adquiridas por medio de distintos tipos de contratos disponibles de acuerdo con la normativa del sector, mientras que los servicios de transmisión pueden adquirirse por medio de contratos de peaje entre el usuario y el transportista.

Por su parte, los servicios complementarios disponibles a través de la comercialización son los siguientes:

---

<sup>10</sup>*Norma de Coordinación Comercial no. 04, Resolución 157-02, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p. 10*

<sup>11</sup>*Norma de Coordinación Comercial no. 03, Resolución 216-02, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, p. 13*

- Reserva rodante operativa

Es un tipo de reserva de potencia del SNI, que consiste en la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está conectada al SNI, pero que no está asignada a la producción de energía, sino que tiene la finalidad de participar en la regulación secundaria de frecuencia, así como estar disponible para otros requerimientos operativos para los que se requiera.<sup>12</sup>

- Reserva rápida

Consiste en la generación que puede ser arrancada y conectada al SNI en un plazo inferior a treinta minutos.<sup>13</sup>

- Demanda interrumpible

se da cuando un gran usuario a solicitud del centro de despacho de carga del AMM, accede a que parte, o el total de su demanda, sea desconectada del servicio, esto debido a que se presente una situación en el SNI, en la que se prevea una condición de falta de generación para satisfacer la demanda del mercado mayorista de electricidad, la incapacidad de mantener los niveles de reserva del sistema, riesgos de colapso de voltaje, o restricciones al suministro derivados de la pérdida de elementos en el sistema de transporte.<sup>14</sup>

---

<sup>12</sup>*Norma de Coordinación Comercial no. 08, Resolución 216-04, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, p. 25*

<sup>13</sup>*Ibid.*

<sup>14</sup>*Norma de Coordinación Operativa no. 03, Resolución 157-14, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p.17*



- Arranque en negro

Es un servicio prestado por las centrales de generación en el SNI que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y que pueden permanecer en servicio alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares, por lo que dichas centrales pueden utilizarse para iniciar el proceso de restablecimiento del sistema, en caso de que, como consecuencia de perturbaciones en el mismo, se produjera el colapso parcial o total del sistema.<sup>15</sup>

- Reserva rodante regulante

Es la fracción de capacidad de una unidad generadora que está conectada al SNI y que no está asignada a la producción de energía, sino que tiene como finalidad participar en la regulación primaria de frecuencia del sistema.<sup>16</sup>

- Control de voltaje

Consiste en la regulación de los niveles de voltaje en los puntos de conexión de los usuarios al SNI, los cuales deben mantenerse dentro de valores aceptables para prevenir que puedan producirse daños a equipos por alta o baja tensión, lo cual se logra por medio del control por parte de todos los participantes en el mercado mayorista de la potencia reactiva en sus puntos de conexión.<sup>17</sup>

---

<sup>15</sup> Norma de Coordinación Operativa no. 03, Resolución 157-14, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p.17

<sup>16</sup> Norma de Coordinación Comercial no. 08, Resolución 216-04, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, p. 25

<sup>17</sup> Norma de Coordinación Operativa no. 03, Resolución 157-14, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p.17

### 1.3.1. Tipos de contratos

En el mercado a término, existen distintos tipos de contratos por celebrarse entre agentes participantes del mercado mayorista, los cuales se detallan a continuación:

- Contratos de abastecimiento

Son los contratos pactados entre las partes para el abastecimiento de potencia y energía y que pueden darse en distintas modalidades como son los contratos por diferencias con curva de carga, de potencia sin energía asociada, de opción de compra de energía, por diferencias por demanda faltante, contratos existentes, y de energía generada.

- Contrato de reserva de potencia

Se caracterizan por celebrarse entre agentes generadores y tienen por finalidad que un agente comprometa la disponibilidad de potencia para ser convocada por otro agente. Estos contratos establecen compromisos únicamente a nivel de potencia y no a nivel de energía.<sup>18</sup>

- Contratos de respaldo de potencia

Con este esquema un participante productor vende a otro productor una cantidad de potencia durante un tiempo de duración pactado entre ambas partes.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup>*Norma de Coordinación Operativa no. 13, Resolución 157-10, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p.25*

<sup>19</sup>*Ibid.*

- Contratos de exportación o importación

Los participantes del mercado mayorista nacional tienen la posibilidad de realizar transacciones de importación y exportación, las cuales son administradas por el AMM con los procedimientos, requisitos y metodologías que establecen la regulación regional, los convenios con otros países a los que el SNI esté interconectado, y el propio marco legal del mercado mayorista local.<sup>20</sup>

### **1.3.2. Potencia y energía**

Estos son los dos productos que se reconocen principalmente en el mercado eléctrico y que se ponen a disposición de los usuarios. La energía eléctrica es el tipo de energía resultante de la transformación de un tipo de energía primaria proveniente de distintas fuentes que alimentan un generador eléctrico, mientras que la potencia se refiere a la capacidad de producción de energía por unidad de tiempo. En el mercado eléctrico local se suele cuantificar la energía en kilovatios hora (kWh), mientras que la potencia se cuantifica en kilovatios (kW).

### **1.3.3. Curva de carga**

Consiste en una representación gráfica a lo largo del tiempo de la variación de demanda de energía que requiere un sistema, o bien, un usuario en particular.<sup>21</sup>

---

<sup>20</sup> Norma de Coordinación Operativa no. 13, Resolución 157-10, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p.25

<sup>21</sup> Carga, demanda y energía eléctrica. José Espina Alvarado. <http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/>.

Para efectos del presente estudio, se considera el análisis de la curva de carga formada por la suma del total de la demanda de energía de todos los clientes de una empresa comercializadora de energía eléctrica.

#### **1.3.4. Precios de contratos de potencia y energía**

Como en cualquier mercado, los precios de los productos disponibles en el mercado mayorista de electricidad obedecen a las leyes de la oferta y de la demanda, así como a condiciones propias del mercado en cuestión, como es la presencia de competidores, factores económicos, tanto internos como externos. De tal cuenta, en el mercado eléctrico se distinguen actualmente distintos tipos de precios que se ofrecen por los vendedores a los compradores, con el objetivo de ser más competitivos y atraer a mayor número de clientes.

##### **1.3.4.1. Precio de oportunidad de la energía**

Este precio, conocido también como precio *spot*, consiste en el precio marginal en el corto plazo, es decir el que es necesario pagar para producir una unidad más de energía dentro del sistema eléctrico nacional.<sup>22</sup>

Es una variable utilizada como una referencia comercial a nivel del mercado, por lo cual reviste una gran importancia, al ser un parámetro de comparación ampliamente utilizado por los participantes del mercado, y que guía muchas decisiones comerciales, tanto para compradores como para vendedores. Su cálculo se hace de forma horaria, como resultado de las operaciones de despacho de carga que hace al sistema eléctrico el AMM.

---

<sup>22</sup>Norma de Coordinación Comercial no. 04, Resolución 157-02, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, p. 10.

#### **1.3.4.2. Fijo o todo incluido**

En tiempos recientes, las fuerzas de mercado han llevado a la aparición de nuevas modalidades de precios, demandadas por los mismos compradores en el mercado, quienes requieren de estas modalidades, las cuales les son de mayor beneficio al ser menos complejas en su cálculo. También plantean eliminar la incertidumbre ante cobros variables, que de forma general, son la norma en el mercado eléctrico por su propia naturaleza.

De esta cuenta, los precios todo incluido han surgido en respuesta y como una opción en la cual un vendedor, ofrece a un comprador, un precio a una tarifa fija que incluye todos los cargos que se hacen en el mercado eléctrico, indistintamente de las variaciones que pueda presentar el mercado en cualquier momento dado.

El precio todo incluido considera todos los costos del servicio de suministro eléctrico, como la energía, potencia y cargos a cuenta de terceros, siendo estos últimos, cargos regulatorios que todo vendedor debe hacer a un comprador en cumplimiento de la normativa eléctrica, incluidos peajes de transmisión o generación forzada.

#### **1.3.4.3. Carbón**

Son precios de energía basados en fórmulas asociadas a la variabilidad de los precios del carbón como un *commodity* en mercados internacionales, por lo que, por naturaleza, es una modalidad de precios de tipo fluctuante a lo largo del tiempo, y que puede ir, bien sea al alza o a la baja, en la medida en la que los precios internacionales del *commodity* varíen.

#### **1.3.4.4. Combustible**

De forma análoga al carbón, los precios de energía basados en fórmulas de combustible consisten en modalidades de precios que fluctúan según las variaciones de los precios internacionales de este *commodity*.

#### **1.3.4.5. Piso y techo**

En este esquema de precios, un vendedor ofrece a un comprador un precio que puede fluctuar entre un rango máximo, es decir un techo, y un mínimo, es decir un piso. De tal cuenta, ante posibles fluctuaciones de los precios en el mercado eléctrico, un comprador puede reducir la exposición al riesgo que representaría el cambio abrupto del precio de la energía, al mantener sus costos dentro de un rango de precios que le parezca razonable y que sea acordado con el vendedor.

#### **1.3.4.6. De opción**

La modalidad de precios de opción consiste en un esquema en el cual se ofrece a un comprador la posibilidad de que existan dos tipos de precio a lo largo de todo el contrato, y mes a mes. El precio cobrado al comprador se calcula comparando entre las dos opciones disponibles y escogiendo la menor de ambas. De esta forma, el comprador obtiene el beneficio de reducir costos cuando las fluctuaciones del mercado favorecen a una u otra modalidad de precio.

### **1.3.5. Peajes primarios y secundarios**

Consisten en los cargos que se hacen a los compradores por concepto del uso de la infraestructura de empresas de transmisión eléctrica para transportar el fluido eléctrico desde los centros de generación hasta los puntos de consumo, esto considerando cada uno de ambos sistemas existentes para tal efecto, sistema de transmisión primaria y sistema de transmisión secundaria.

### **1.3.6. Cargos a cuenta de terceros**

Se ha indicado que los productos comercializados en el mercado mayorista de electricidad son la potencia y la energía. Sin embargo, además de los cargos por concepto de estos dos servicios, existen muchos otros cargos que un vendedor hace a un comprador en el mercado eléctrico, los cuales se hacen en cumplimiento de la normativa del sector.

Todos los cargos que se hacen adicionalmente a la potencia y energía entran en la categoría de cargos de terceros, entre los que se tienen los cobros por concepto peajes de transmisión, valor agregado de distribución, sobrecostos por unidades generadoras forzadas, cuotas de operación del AMM, servicios complementarios, que corresponden a reservas operativas, regulación de tensión, entre otros.

### **1.3.7. Demanda firme**

Es la demanda de potencia que es calculada por el AMM y que debe ser contratada por un usuario durante el lapso de un año, específicamente dentro del período denominado año estacional, que es el período definido por este

ente, desde el primero de mayo del año en curso, hasta el treinta de abril del año inmediato posterior.

Es un parámetro de gran importancia dentro del mercado mayorista de electricidad, debido a que, por normativa del sector, todo comprador que adquiere energía en este mercado debe obligatoriamente tener asignado un valor de demanda firme para realizar transacciones en el mercado eléctrico.

### **1.3.8. Capacidad contratada de transporte**

En los contratos de comercialización se presenta esta variable, en la cual se determina la capacidad requerida por un comprador en contratos de peaje ante los propietarios de las instalaciones de transmisión, transformación y distribución, para permitir el acceso a redes eléctricas desde los nodos de generación, hasta el punto de entrega de la energía.

### **1.3.9. Oferta firme eficiente**

Consiste en una variable relevante en el sector eléctrico, dado que es la máxima potencia que un generador puede comprometerse a entregar al sistema eléctrico para el cubrimiento de demanda firme, considerando para esto las características técnicas de la central, tanto como su disponibilidad de uso en un período dado.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup>*Norma de Coordinación Comercial no. 02, Resolución 216-01, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, p. 28*



#### **1.4. Estructura de una red eléctrica de distribución**

Las redes eléctricas de distribución están conformadas por una gran cantidad de elementos que permiten llevar la energía a los consumidores conectados a dicha red.

El punto de inicio de la red se da en los nodos en los cuales la red se conecta con los sistemas de transmisión de alta tensión en donde el primer punto de la red es una subestación eléctrica.

Esta última consiste en el conjunto de equipos utilizados para la transformación de la energía de un alto voltaje a un medio voltaje, que es el utilizado en las redes de distribución.

Un segundo componente son los conductores primarios, que consisten en los cables utilizados en las líneas de distribución para conducir la energía desde las subestaciones hasta los puntos de consumo.

A lo largo de la línea de distribución se cuenta con otro elemento de importancia, que consiste en las estructuras de soporte de los conductores de línea, que pueden ser torres o postes construidos en distintos materiales (metálicos o de madera).

La sujeción de los conductores a las estructuras de soporte se logra por medio del uso de elementos conocidos como herrajes y aisladores, siendo los primeros, elementos utilizados para acoplar los conductores a sus estructuras de soporte, mientras que los segundos consisten en dispositivos fabricados con materiales no conductivos, de tal forma que prevengan el paso de energía eléctrica del conductor a la estructura de soporte.

Adicional a lo anterior, la red de distribución emplea transformadores y equipos de medición en los puntos de consumo, siendo los primeros los dispositivos que permiten cambiar el nivel de voltaje de medio a bajo para su uso por parte de los consumidores, mientras que los segundos son los equipos que miden el consumo de energía por parte de los usuarios para su posterior cobro.

Las redes emplean igualmente elementos de protección para garantizar su operación segura y conformar sistemas de aterrizaje, los cuales permiten que, en condiciones de fluctuaciones potencialmente peligrosas de energía eléctrica, sea disipada hacia el subsuelo. Así se evitan posibles accidentes que puedan ocasionar daños a la propiedad privada ubicada en las cercanías de las redes, así como a las propias personas.

## **1.5. Sistemas de riego**

Es el conjunto de elementos utilizados para permitir el acceso de agua a un área determinada, con el objeto de cultivarla y asegurando la presencia de agua necesaria para tal efecto.

Específicamente en la industria del cultivo de caña de azúcar en Guatemala, se han establecido distintos métodos de riego con el propósito de garantizar el abastecimiento de agua en dichas plantaciones, especialmente en las épocas de verano, cuando la escasez del recurso hídrico puede comprometer la calidad de los cultivos.

### **1.5.1. Riego por goteo**

Este sistema es un método de irrigación que permite el abastecimiento de agua de una forma óptima en sistemas agrícolas de zonas áridas. Su característica principal es la de aplicar directamente el agua al pie de los cultivos, haciendo uso para esto, de un sistema conformado por tuberías y emisores o goteros.<sup>24</sup>

A pesar de sus beneficios al optimizar el uso de agua en condiciones de escasez, en el sector azucarero local el uso de este sistema se ha visto restringido, debido a que, por condiciones de la calidad química del agua de la región, el uso de estos sistemas ha requerido de inversiones adicionales para mejorar la calidad del agua alimentada. El fin es evitar de esta forma problemas como el taponamiento de goteros y emisores de agua, lo cual reduce la eficiencia de estos sistemas.

### **1.5.2. Aspersión por bombeo**

En el sector azucarero nacional, el sistema de riego por aspersión ha sido ampliamente difundido en distintas modalidades, como lo son sistemas de aspersión móvil y sistemas de pivote central.

Ambas son modalidades con características distintas, pero funcionan con el mismo principio, según el cual la aplicación del agua en el cultivo se hace por dispositivos llamados aspersores, que aplican el agua en una forma semejante a la lluvia natural, alimentados por equipos de bombeo, los cuales proporcionan la presión requerida por el sistema para tal efecto.

---

<sup>24</sup>Riego por goteo. Novagric. <http://www.novedades-agricolas.com/es/riego/sistemas-de-riego/riego-por-goteo> [consulta 25 de junio 2018].

La energía necesaria para la operación de estas unidades de bombeo puede ser suministrada desde la red eléctrica de un distribuidor de electricidad, o por medio de plantas eléctricas aisladas y que funcionan con generadores accionados por motores de combustión interna. Este es uno de los principales factores para optar por una u otra opción, y con disponibilidad de energía eléctrica en el sitio, es decir, tener acceso a redes de distribución dado que, en términos generales, el costo de operación del sistema conectado a la red de un distribuidor es más económico comparado con el costo que representa el uso de combustibles en motores de combustión interna, y por otros que demandan menores costos por concepto de mantenimiento de estos últimos.

## **1.6. Estudio de factibilidad de proyectos**

Consiste en una herramienta utilizada para determinar si será viable realizar un proyecto o no, teniendo como principales objetivos, determinar si existe un mercado potencial en el cual se logra identificar una necesidad no satisfecha, diseñar el modelo del proyecto a nivel administrativo, analizar las condiciones técnicas que se requerirán como parte del proyecto, y estimar tanto los costos de inversión, como los ingresos esperados con su implementación.

### **1.6.1. Estudio de mercado**

Se refiere a la parte de un estudio de factibilidad de un proyecto en la cual se estudian las condiciones del mercado que se enfrentarán al momento de iniciar el mismo. En términos generales, a través de este tipo de estudio, se busca determinar las condiciones generales del mercado, como la cantidad de competidores y compradores potenciales, los niveles de precio a los que puede introducirse el bien o servicio bajo estudio, los canales de distribución o forma de comercialización del bien o servicio. Se quiere determinar si las

características del producto ofrecido satisfacen las necesidades de los consumidores.

### **1.6.2. Estudio técnico**

A través de esta herramienta se busca definir las distintas opciones de tecnología que pueden adoptarse para la ejecución de un proyecto, encontrando entre ellas, aquella que mejor satisfaga las condiciones específicas del mismo.

De tal forma, con esta herramienta se identifica cuáles son los equipos, maquinaria, instalaciones, materiales, y otros, necesarios para la producción del bien o servicio que se está analizando.

### **1.6.3. Estudio económico**

Seguidamente a la realización del estudio técnico, se continúa con la realización de un estudio económico, en el cual se determinan los costos necesarios para la adquisición de todos los insumos requeridos para la implementación y ejecución del proyecto, así como su forma de financiamiento. Además de la estimación de costos y gastos, se evalúan los ingresos potenciales que puedan obtenerse como producto de la implementación del proyecto.



## **2. PROCESO ACTUAL DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEL SISTEMA DE RIEGO POR BOMBEO**

### **2.1. Comercialización de energía eléctrica**

La empresa analizada es una comercializadora de energía eléctrica con veinte años de trayectoria en el sector, tiempo en el cual ha visto la evolución del mercado desde sus inicios hasta su estado actual. Su participación es tanto en el mercado local como en el regional.

Para su funcionamiento, la empresa se apoya en distintas áreas operativas, incluyendo un departamento de ventas, el cual tiene a su cargo la gestión comercial y de atención al cliente para la venta del servicio de suministro eléctrico a grandes usuarios. Un departamento de compras, el cual gestiona el aprovisionamiento de potencia y energía por medio de la negociación de contratos de compra con proveedores.

Asimismo, una unidad de productos y servicios, la cual coordina servicios de tipo técnico solicitados por los clientes, y que se ofrecen como un valor agregado al servicio de suministro eléctrico. Una unidad de gestión comercial, la cual realiza el proceso de facturación en base a la información de los datos de los medidores instalados en los puntos de abastecimiento de los clientes, así como de la de gestión de cobros. Por último, una unidad de apoyo a la gestión, la cual realiza distintas actividades administrativas de soporte.

Haciendo uso de esta infraestructura, la empresa tiene como propósito ofrecer contratos a la medida para la compra venta de bloques de potencia y energía al mínimo costo para sus clientes.

### **2.1.1. Estrategia de ventas de potencia y energía**

A través de su departamento de ventas la empresa está impulsando una estrategia de crecimiento, basada en la capacidad de mantener su cartera de clientes actuales y, a su vez, incrementarla por medio de la incorporación de nuevos clientes.

Además de lo anterior, la estrategia de ventas incluye factores como el aumento de la presencia con sus clientes, así como la mejora de sus procesos internos. Lo primero se pretende alcanzarlo, tanto por medio de la planificación de visitas por parte de su equipo de ventas, como también por medio de la tecnología, poniendo a disposición de sus clientes una aplicación móvil para celulares, la cual es una herramienta que le permite al cliente tener acceso a información, tanto comercial como técnica, sobre su servicio de suministro eléctrico, desde su teléfono celular.

Para lo segundo, la empresa se apoya en un sistema de gestión de calidad, así también busca impulsar acciones para la automatización de procesos internos, para la elaboración de reportes, esto por medio de sistemas informáticos de gestión, con lo cual se espera mejorar la eficiencia de las gestiones administrativas y la documentación de procesos relacionados con el cliente.



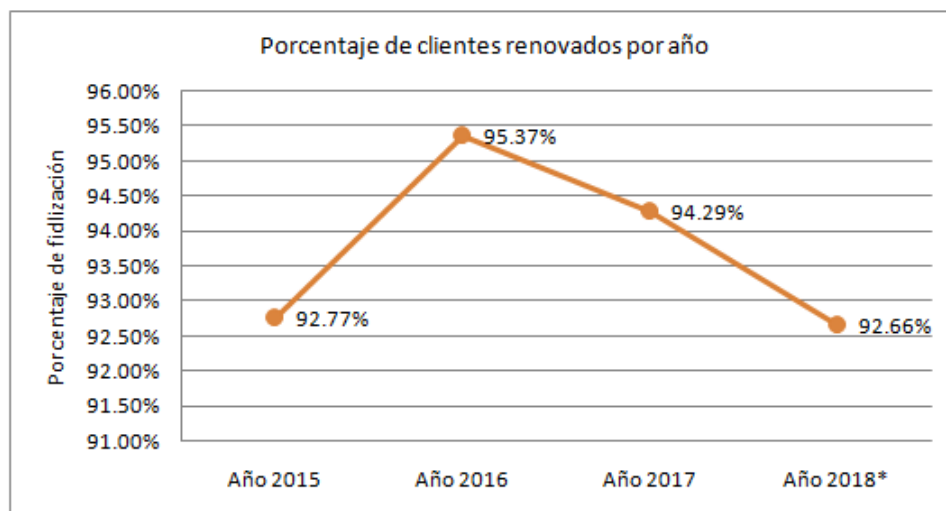
Los elementos conductores para el logro del crecimiento esperado son la verificación de la propuesta de valor de la empresa, la cual está basada en su capacidad para brindar un servicio personalizado, asistencia técnica, contratos de suministro a la medida, y productos y servicios innovadores.

### 2.1.1.1. Fidelización de clientes actuales

La fidelización de clientes consiste en una de las principales actividades ejecutadas por el área de ventas de la empresa, en donde lo que se realiza es la renegociación o renovación de los contratos de los clientes al momento de llegarse su fecha de vencimiento.

A continuación, se muestran los datos del grado en el que se ha logrado la renovación de contratos en los últimos años:

Figura 1. **Porcentaje de contratos renovados por año**



\* Al mes de mayo de 2018

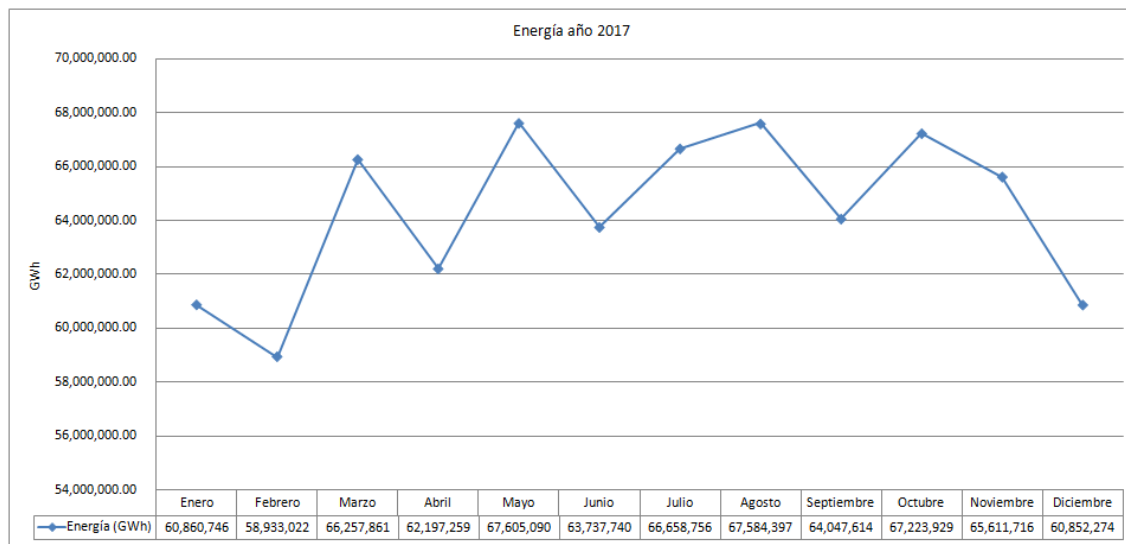
Fuente: elaboración propia.

De la información antes indicada se puede observar que los niveles de renovación de contratos han sido altos en los últimos años, estando los valores arriba del 92 %. Esto es una muestra del grado de solidez de la gestión de retención de clientes de la empresa.

### 2.1.1.1.1. Curva de carga actual

Tomando el 2017 como base para este estudio, se tienen los siguientes valores de energía consumida por la totalidad de clientes de la empresa a lo largo del año, de acuerdo con los datos de la curva de carga de la comercializadora:

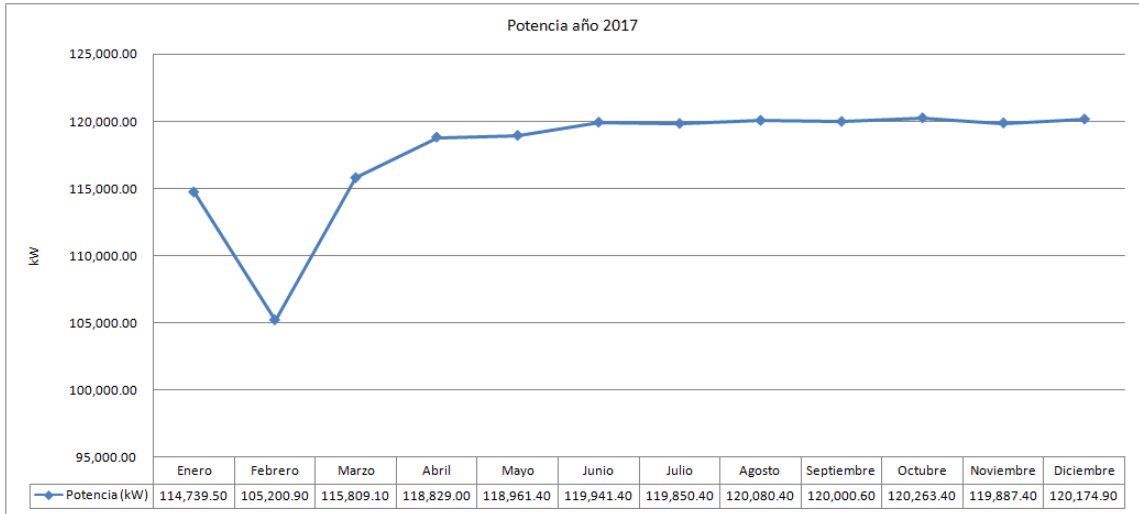
Figura 2. **Energía según curva de carga año 2017**



Fuente: elaboración propia.

Asociada a esta energía se tiene la siguiente potencia para cubrimiento de demanda firme:

Figura 3. Demanda firme a lo largo de 2017



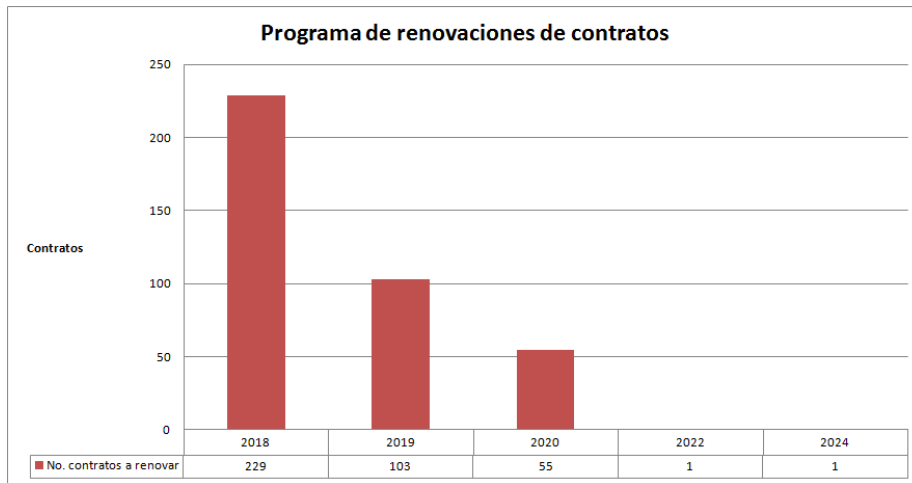
Fuente: elaboración propia.

### 2.1.1.1.2. Programa de fidelización

Ya que la fidelización o renovación de contratos es una actividad vital para la continuidad de la operación de la comercializadora de electricidad, su seguimiento continuo es imprescindible, y su debida planificación forma parte fundamental de sus actividades importantes.

A continuación, se muestra el detalle de la programación de renovaciones de clientes prevista por la organización.

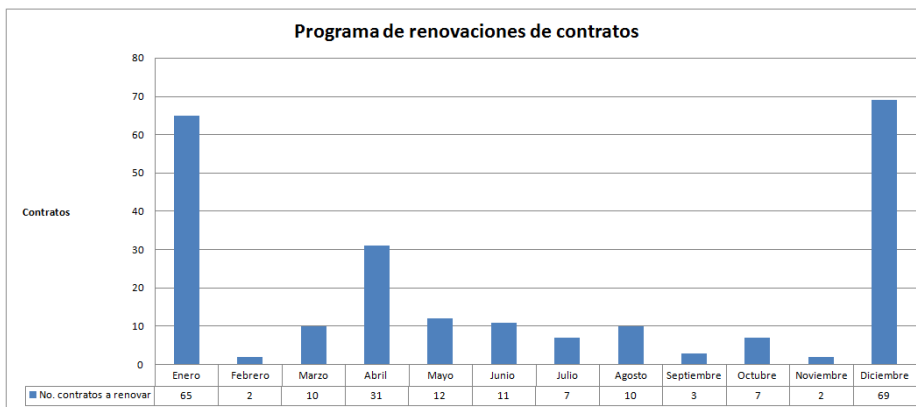
Figura 4. Programa de fidelización de cartera total de clientes



Fuente: elaboración propia.

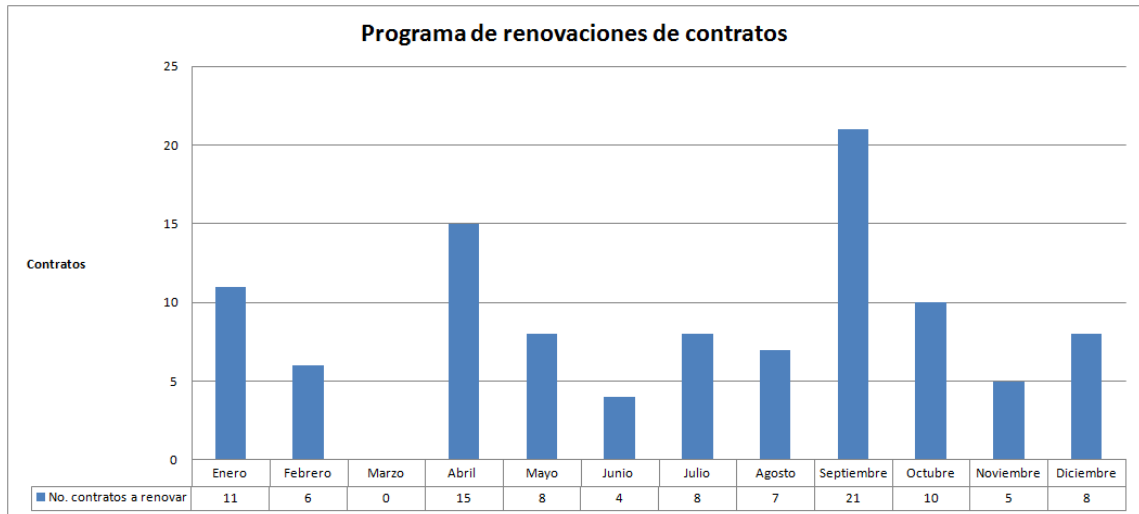
De lo anterior se puede observar que la principal carga de contratos por renovar se tiene prevista para 2018 y 2019, de los cuales se muestra a continuación el detalle de programación de renovaciones en específico:

Figura 5. Programa de fidelización 2018



Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Programa de fidelización 2019



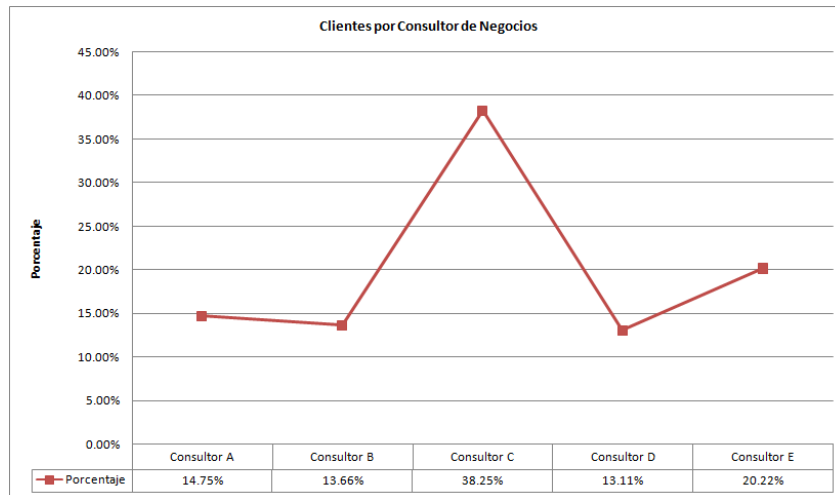
Fuente: elaboración propia.

### 2.1.1.1.3. Distribución de cartera de clientes

Como parte de sus recursos, el departamento de ventas cuenta con un equipo de cinco consultores de negocios, quienes son responsables de la gestión de atención al cliente. Cada uno de estos consultores de negocio tiene asignada una parte de la cartera de clientes total.

Para el año de realización de este análisis (2018), la distribución de la cartera por número de clientes asignados a cada consultor de negocios es la siguiente:

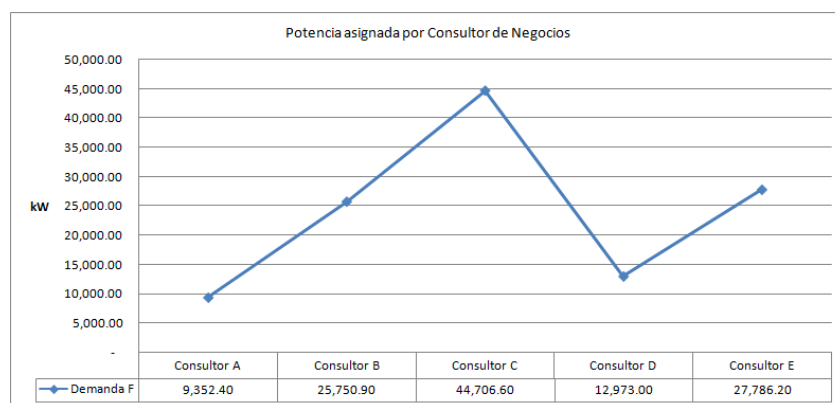
Figura 7. **Distribución de cartera de clientes por consultor**



Fuente: elaboración propia.

De forma correspondiente, cada consultor de negocios tiene asignada una potencia para cubrimiento demanda firme en base al número de clientes que tiene a su cargo, lo cual se detalla a continuación:

Figura 8. **Potencia asignada por consultor**



Fuente: elaboración propia.

### **2.1.1.2. Incorporación de nuevos clientes a la curva de carga**

Para alcanzar su objetivo de crecimiento, la empresa ha establecido varios cursos de acción que le permitan incrementar su rentabilidad. Se busca alcanzar esto por medio de la incorporación de clientes potenciales gracias a la expansión hacia mercados en los que no ha incursionado. Para ello se ha encontrado un nuevo nicho de mercado con la incorporación de puntos de suministro eléctrico a su curva de carga. Los puntos provienen del sector de la agroindustria, específicamente de la industria de los ingenios azucareros y de sus sistemas de bombeo para riego de cultivos de caña.

Para tal efecto, como parte de su estrategia actual, la empresa ha realizado modificaciones en su estructura organizacional, de tal forma que se pueda contar con una persona asignada específicamente al seguimiento de esta clase de proyectos. A la vez, que se trabaje en la definición de un plan de negocios que permita impulsar estos proyectos.

#### **2.1.1.2.1. Clientes en red de Empresa Eléctrica de Guatemala**

Dentro del marco de las acciones orientadas a incrementar el número de clientes en su cartera, la empresa ha identificado también como estrategia el tener un acercamiento para trabajar en conjunto con Empresa Eléctrica de Guatemala, para lograr el traslado de clientes industriales de la distribuidora hacia la comercializadora, toda vez que estos califiquen como grandes usuarios.

Para tal efecto se han identificado 23 cuentas de esta distribuidora que tienen una potencia registrada superior a 300 kilovatios y con volúmenes de energía consumida superiores a los 70 000 kilovatios – hora. A su vez, se han identificado 17 cuentas con registros de potencia de entre 150 hasta 300 kilovatios, y con volúmenes de energía consumida entre el rango de 28 000 hasta 78 000 kilovatios. En consecuencia, la empresa enfocará sus esfuerzos en lograr la incorporación de nuevos clientes a su cartera a partir de estos dos grupos de clientes identificados en esta distribuidora.

#### **2.1.1.2.2. Clientes en otras redes**

La empresa también prevé la posibilidad de incorporar nuevos clientes a su cartera provenientes de otras redes, identificando dos tipos de casos, redes de distribuidoras que operan dentro del área de concesión de Empresa Eléctrica y redes de distribuidoras que operan fuera de dicha área de concesión.

Para el primero de los casos, se pretende atraer a clientes de estas redes por medio del establecimiento de una estrategia comercial basada en precios y atención personalizada, y de una estrategia operativa basada en la calidad de suministro eléctrico y mejora de la red de distribución del área en cuestión, para lo cual se trabajará en una alianza con la Empresa Eléctrica de Guatemala para trabajar en forma conjunta para lograrlo.

La propuesta es beneficiosa para la comercializadora, la cual ganaría nuevos clientes para su cartera, y también para Empresa Eléctrica de Guatemala, la cual obtendría nuevos ingresos que se percibirían por medio de la obtención del valor agregado de distribución (VAD) que le aportarían estos nuevos clientes.



Para el caso de redes de distribuidoras que operan fuera del área de concesión de Empresa Eléctrica de Guatemala, se han identificado varias cuentas que en total representan más de un megavatio en potencia y con consumos entre el rango de 25 000 hasta 80 000 kilovatios, por lo que se pretende tener un acercamiento a estos clientes y ganar cuentas nuevas a partir de este grupo.

#### **2.1.1.3. Política de precios**

Por las condiciones de mercado que enfrenta la comercializadora, la cual está en un mercado de competencia muy fuerte, la empresa ha orientado su política de precios para que se fundamente en los propios requerimientos expresados por los clientes. Por medio de su estrategia de precios, la empresa pretende adaptarse al mercado y a sus necesidades, pero orientando sus esfuerzos para diferenciarse de sus competidores y brindar valor agregado a sus clientes.

Por lo anterior, la empresa ha desarrollado un portafolio de fórmulas y opciones de venta de potencia y energía, que incluyen esquemas de precios de energía al spot con y sin techo, spot con y sin piso, fórmulas asociadas a precios de carbón, de bagazo y de opción entre ambas, fórmulas estacionales para períodos de zafra y no zafra, así como precios todo incluido.

#### **2.1.1.4. Otros productos y servicios**

Como una medida para generar valor agregado al servicio de suministro eléctrico, la empresa ha incorporado como parte de su estrategia comercial, el poner a disposición de sus clientes la posibilidad de ofrecerles productos y servicios complementarios de tipo técnico, como pueden ser programas de

mantenimiento para sus instalaciones eléctricas, mediciones de calidad de energía eléctrica, venta de distintos tipos de equipos.

### **2.1.2. Estrategia de compras de potencia y energía**

En contraparte al área de ventas, la organización cuenta con un departamento de compras, el cual tiene como propósito llevar a cabo una gestión constante de previsión y planificación para realizar las compras necesarias, tanto en el corto, en el mediano plazo como en el largo plazo, para garantizar el abastecimiento de potencia y energía que se requiere para satisfacer las necesidades de los clientes de la empresa.

Dentro de este marco, el área de compras busca como objetivo realizar compras que le permitan contar con contratos de abastecimiento de potencia y energía de distintas tecnologías, a fin de que el contar con esta mezcla de tecnologías, le permita aprovechar el riesgo de las variaciones del precio spot de la energía, optimizando así los costos de compra. Con ello se busca que pueda ser replicado en la medida de lo posible, por el área de ventas de la organización.

Entre los principales elementos que se tienen definidos dentro de la estrategia de compras se tienen los siguientes:

- Establecer y contratar un bloque base para la optimización de la curva de carga, tanto para la época seca, como para la de lluvia.
- Aprovechamiento del precio spot de la energía.

- Mantener negociaciones con proveedores clave para obtener los mejores precios que sea posible obtener en las condiciones de mercado actuales.
- Identificación de riesgos por cambios de mercado o regulatorios, así como las opciones para mitigación.
- Preparar una visión de mercado para el mediano plazo (próximos tres años).
- Identificar opciones para lograr colocar potencia y energía en el mercado regional, además del mercado local.
- Impulsar acciones para el logro de la rentabilidad de la empresa.

A lo largo del tiempo, la estrategia de contrataciones de la organización ha sufrido cambios en cuanto a la visión que se tiene sobre los plazos de duración idóneos para los contratos de potencia y energía. Anteriormente se consideraba adecuado realizar la firma de contratos con proveedores por período largos de tiempo, por ejemplo, de hasta de cinco años o más en algunos casos.

Sin embargo, con el paso del tiempo se ha identificado que este tipo de prácticas en las contrataciones puede resultar contraproducente, dado que las condiciones del mercado pueden ser demasiado variables en períodos de tiempo muy cortos. Por ello, firmar contratos por períodos muy largos, puede llegar a ser perjudicial para la empresa, dado que las condiciones de mercado pueden hacer que un contrato que es adecuado para los fines de la organización hoy, pueda no serlo más adelante, esto si las condiciones de mercado cambian lo suficiente.

Por lo anterior, en la actualidad la práctica de la empresa ha sido la de realizar la firma de contratos por períodos de tiempo cortos, siendo estos entre uno y dos años.

De igual manera, la estrategia de compras ha sufrido modificaciones en el sentido del margen de compra de potencia que se considera correcto mantener como holgura para el cubrimiento de demanda firme de los clientes. Anteriormente, se tenía como política el mantener un amplio margen de holgura de potencia contratada, el cual llegaba a ser, en algunos casos, de hasta veinte megavatios respecto de la necesidad real de potencia de la empresa. La premisa que se seguía era que el exceso de potencia adquirido podía ser colocado en el mercado regional, o alternativamente con otros agentes del mercado local que estuvieran interesados en dicho producto.

Sin embargo, los resultados luego de varios años de proceder así, han demostrado que esta práctica no es adecuada para los intereses de la organización, ya que es muy común encontrarse en la situación de contar con excedentes de potencia muy amplios, sin que dichos excedentes puedan ser colocados en el mercado con facilidad o a precios favorables para la comercializadora.

Por este motivo la estrategia actual en cuanto a la compra de potencia ha sido la de mantener los márgenes de excedentes de potencia al mínimo, para lo cual se requiere de una coordinación muy fina en conjunto con el área de ventas. De tal forma que las proyecciones de las necesidades de potencia que sean requeridas por el área de ventas sean tan acertadas como sea posible, a efecto que las compras que se realicen estén lo más ajustadas que se pueda, y que se tenga así el menor margen de holgura.

### 2.1.2.1. Contratos de compras de potencia y energía

Para el cubrimiento de las necesidades de potencia y energía que la empresa tiene definidas, cuenta con el cubrimiento de necesidades por medio de contratos de suministro suscritos con distintos proveedores. El portafolio de compras de la organización es variado, cuenta con contratos suscritos con hidroeléctricas, ingenios azucareros y generadores a base de búnker. A continuación, se muestra el detalle de los contratos que la empresa tiene suscritos para el cubrimiento de sus requerimientos de potencia y energía.

Tabla I. **Lista de proveedores de potencia y energía**

PROVEEDOR CONTRACTUAL	TIPO CONTRATO	FECHA VENCIMIENTO CONTRATO	POTENCIA CONTRATADA (kW)	ENERGÍA CONTRATADA
Proveedor 1	Energía Generada + Potencia (Representado)	30/06/2020	10,000	Generada Neta
Proveedor 2	Energía Generada + Potencia (Representado)	30/04/2020	32,349	Generada Neta
Proveedor 3	Potencia Sin Energía Asociada	30/04/2019	20,000	N/A
Proveedor 4	Energía Generada (Representado)	05/04/2024	N/A	Energía Generada
Proveedor 5	Energía Generada (Representado)	05/04/2024	N/A	Energía Generada
Proveedor 6	Energía Generada + Potencia (Representado)	05/04/2024	2,022	Energía Generada
Proveedor 7	Energía Generada (Representado)	17/07/2018	N/A	Energía Generada
Proveedor 8	Energía Generada (Representado)	22/08/2018	N/A	Energía Generada

Fuente: elaboración propia.

### 2.1.2.2. Planificación de compras

La planificación es una de las principales actividades ejecutadas por el área de compras de la organización, actividad que se realiza en el corto, mediano y largo plazo. A través de esta planificación se busca determinar las compras necesarias que se deben realizar para cubrir los requerimientos de potencia y energía de la organización.

Para la realización de esta planificación, el área de compras se apoya en el uso de herramientas informáticas que le permiten tomar las mejores decisiones posibles al respecto, estas herramientas son los programas de cómputo SDDP y SICOM.

El SDDP consiste en un modelo estadístico de despacho hidrotérmico y que cuenta también con representación de la red de transmisión, que permite proyectar escenarios de operación del sistema eléctrico, calculando el mínimo costo de operación de dicho sistema. Incluye dentro de su análisis, aspectos de los detalles operativos de las plantas hidroeléctricas y térmicas, representación de mercados *spot* y de contratos de suministro, aspectos de incertidumbre hidrológica, como son la estacionalidad, sequías, fenómenos climáticos y otros.

Producto de alimentar todas estas variables al sistema, es posible obtener a partir del mismo, los cálculos de los mínimos costos de operación de un sistema, índices económicos como el costo marginal de la operación, valores de agua por planta u otros.

La importancia que reviste el uso de esta herramienta para la comercializadora, se basa en que es posible proyectar costos marginales de corto plazo, los cuales se utilizan para representar los precios de compra y de

oferta de energía en el despacho, es decir, que permite hacer una proyección de los costos de los precios *spot* de energía en el mercado.

Adicional a este sistema, el área de compras utiliza también para su proceso de planificación una herramienta denominada SICOM. Esta consiste en una herramienta con la que se alimentan las variables de proyecciones de compras y ventas de energía, así como distintas variables macroeconómicas, y de variables de mercado, como precios de combustibles, carbón, precios *spot* de la energía, y otros, a efecto de simular los resultados de la organización a lo largo del tiempo.

Lo anterior es una herramienta de predicción de posibles escenarios económico – financieros para la organización, motivo por el cual las compras de potencia y energía se hacen en base en esta información.

La información producto de estos análisis finalmente es alimentada en el plan de negocios anual de organización, que es una herramienta en la cual se plasman los principales elementos de planificación de la empresa para el año siguiente, así como para los próximos veinte años.

#### **2.1.2.2.1. Proyección de ventas**

Esta proyección implica la estimación del comportamiento esperado a lo largo del tiempo de variables como lo son la potencia consumida por parte de los clientes, identificación de los distintos tipos de producto para alimentar al modelo de proyección. También la estimación de factores de carga y la estimación de la demanda de energía por consumir por parte los clientes, así como los precios de venta de la potencia consumida por cada tipo de producto.

El total de potencia consumible por los clientes es una variable de gran importancia dentro del proceso de planificación y es calculada en base al comportamiento histórico de tal variable, reportado por el área de ventas, considerando un porcentaje de incremento anual sobre dicho valor.

Por su lado, los tipos de producto se definen a partir de los distintos tipos de fórmulas de energía con los que se cuenta dentro del portafolio de esquemas de precios para los clientes.

En cuanto a la estimación de los factores de carga para cada uno de los productos dentro del modelo, se refiere a la estimación de la razón porcentual de los consumos de energía reales de los clientes, frente a la energía que se requeriría, si la demandaran al cien por ciento de su capacidad.

Dentro del proceso de planificación, esta información se ingresa al modelo del sistema SICOM para simular los resultados de la operación de la organización de acuerdo con las siguientes variables y formulaciones:

- Demanda potencia de ventas

Consiste en el total de potencia en megavatios considerada para la venta, calculada de la siguiente forma: (demanda de potencia de grandes usuarios en MW) + (demanda de potencia *Trading Local* en MW) + (demanda de potencia para exportación en MW)

- Caracterización de demanda de grandes usuarios

Se refiere a los valores de factor de carga en forma porcentual, considerados para los grandes usuarios en las bandas horarias denominadas



valle, diurno y pico, tanto para las épocas de verano, como de invierno. Las bandas horarias están definidas en el sector eléctrico como el período comprendido entre seis de la mañana a las seis de la tarde.

En el caso de la banda diurna, entre seis de la tarde; diez de la noche para la banda pico, y entre diez de la noche y seis de la mañana del día siguiente para la banda valle.

- Demanda de grandes usuarios por producto

Consiste en los valores porcentuales de los productos demandados por los clientes para todo tipo de producto, considerando como productos dentro del modelo el precio spot, precio fijo, monómico, opción de carbón y opción búnker.

- Curva de demanda de energía por producto

Es la cantidad de energía en gigavatios hora calculada para los distintos productos del modelo, según las bandas valle, diurno y pico, tanto para las épocas de verano e invierno, la cual se calcula de la siguiente forma: (potencia en MW) x (número de días por mes) x 24 / 1 000 x (% de factor de carga) x (% demanda de grandes usuarios por producto) x (% de duración de banda horaria por día).

- Precios de potencia de ventas

Consisten en los valores de precios ofrecidos a los clientes por concepto de potencia para cada producto definido dentro del modelo, expresados en dólares por kilovatio hora mes (USD / kW-mes).

#### **2.1.2.2.2. Proyección de compras**

Al igual que en el caso de ventas, la proyección de compras implica la estimación de distintas variables cuyos valores fluctúan a lo largo del tiempo, y que son alimentadas al sistema de simulación. Las variables que se consideran para tal efecto son las siguientes:

- Potencia

Son los valores de potencia en megavatios que serán entregados a la comercializadora por parte de sus proveedores en base a los contratos de suministro de potencia y energía que se tienen firmados y que están vigentes. Dentro del modelo se distinguen valores de potencia para hidroeléctricas y centrales térmicas.

- Suministro de energía

Se refiere a la cantidad de energía despachada en gigavatios hora que se espera sea entregada por cada uno de los proveedores de cada tipo de tecnología con los que se tienen contratos firmados para el abastecimiento de potencia y energía. Se especifican para estos valores la porción que corresponde a cada banda horaria y por época de verano o invierno en cada caso.

- Costo de potencia

Esta variable consiste en los costos expresados en dólares por kilovatio hora mes para cada proveedor por concepto de la potencia entregada a la

comercializadora, según las condiciones de precio pactadas y acordadas en los contratos firmados con dichos proveedores.

- Costo de energía sin factor de pérdidas nodales

Se refiere a costo de la energía entregada por los proveedores, expresado en dólares por megavatio hora y sin considerar el factor de pérdidas nodales. En el sector eléctrico, la energía se valoriza en cada punto o nodo de la red de distribución. De esta forma, el factor de pérdidas nodales es la relación entre los costos marginales entre dos nodos, cuando dichos costos consideran las pérdidas de transporte de la energía de un nodo al otro.

- Factores de pérdidas nodales

Son los factores de pérdidas que se espera sean aplicados a cada proveedor en base a la información suministrada por el AMM. Son expresados en forma porcentual.

#### **2.1.2.2.3. Proyección de variables macroeconómicas**

Dentro de las variables por considerar en el proceso de planificación por medio de la simulación con el modelo SICOM, se consideran algunas variables macroeconómicas, como son la tasa de cambio y tipo de interés, dado que el modelo considera la fluctuación de las operaciones de la organización en un intervalo de tiempo de hasta veinte años.

De forma adicional a estas variables macroeconómicas, también alimentan al modelo otras variables de mercado relevantes, como son los precios de

combustibles y de oportunidad de la energía. Las variables consideradas en este sentido son las siguientes:

Tabla II. **Variables de mercado**

Variable	Dimensional
Precio de combustible diésel	USD / galón
Precio de combustible diésel	USD / bbl
Precio de combustible búnker	USD / galón
Precio de combustible búnker	USD / bbl
Precio de combustible carbón	USD / TM
Precio de combustible LNG	USD / MBTU
Precio de oportunidad de la energía	USD / MWh

Fuente: elaboración propia.

### **2.1.2.3. Renegociación de contratos de compra de potencia y energía**

Producto de las agrestes condiciones de mercado que la comercializadora de electricidad ha afrontado en los últimos años, esta se ha visto en la necesidad de implementar una estrategia de renegociación de contratos con algunos de sus proveedores, con el objeto de lograr condiciones que le permitan optimizar sus costos y lograr, por ende, ser más competitiva de cara a sus clientes.

A continuación, se describe la gestión de renegociación de contratos que ha realizado la comercializadora con varios de sus proveedores:

Tabla III. **Renegociaciones sostenidas con proveedores de potencia y energía**

Proveedor	Tipo de proveedor	Año renegociación	Condiciones renegociadas
Proveedor A	Búnker	2015	- Reducción del plazo del contrato, del año 2017 al 15/12/16 - Reducción de 27,27% en el precio de la potencia
Proveedor B	Ingenio	2015	- Finalización anticipada de contrato por medio de pago de penalización por salida anticipada del mismo. Con lo anterior se logró la reducción de costos en los que se hubiera incurrido durante el tiempo de duración del contrato, mejorando así los resultados anuales de la comercializadora
Proveedor C	Carbón	2015	- Se evalúa los precios de potencia del contrato, los cuales se encuentran fuera de mercado, motivo por el cual se invoca la cláusula de terminación de dicho contrato, la cual permitía la terminación anticipada de este por mutuo acuerdo de las partes, sin responsabilidad alguna para ninguna de ellas. Por medio de esta acción se logra mejorar los costos operativos de la comercializadora
Proveedor D	Hidroeléctrica	2015	- Se llega al acuerdo con el proveedor de tener una reducción de 6 MW de potencia contratada, de un valor de 33 MW hasta 27 MW, lo cual contribuye a la reducción de costos en los que incurre la comercializadora de electricidad.

Fuente: elaboración propia.

## 2.2. Sistema de riego por bombeo

Previo al inicio del planteamiento del proyecto de construcción de la red eléctrica, se indaga sobre las condiciones actuales del sistema de riego en el ingenio azucarero. Se encontró que el ingenio trabaja con un esquema de plantaciones de caña, las cuales se ubican en distintas fincas, en las cuales se cuenta con los sistemas de riego apropiados para el adecuado cultivo de la planta.

Sin embargo, para el caso analizado, la finca en la cual se desea implementar la construcción de la red eléctrica, es nueva y fue adquirida por el ingenio para el cultivo de la caña, ya que la propiedad era, previo al inicio de este proyecto, cultivada por un tercero ajeno al ingenio, y su utilización era para el cultivo de banano y no para el de caña de azúcar.

De tal cuenta, en la finca no se cuenta al momento con un sistema de riego implementado para el cultivo de la caña, razón por la cual la implementación del proyecto supondrá la instalación de un sistema completamente nuevo para tal fin.

De forma adicional, se obtuvo de parte del ingenio la información de la capacidad de potencia que se tiene previsto requerirán los dispositivos eléctricos que conformarán la carga por conectar a la red; sin embargo no se obtuvieron datos precisos del sistema de riego que se estará instalando en la finca.

### **2.2.1. Riego por aspersión**

El método de riego por aspersión es un ampliamente difundido en la agroindustria para el riego de plantaciones, donde el agua se aplica a los cultivos por medio de dispositivos de emisión de agua, conocidos como aspersores, los cuales generan un chorro de agua pulverizada en gotas.

El agua sale por los aspersores dotada de presión, y llega hasta ellos a través de una red de tuberías cuya complejidad y longitud depende de la dimensión y la configuración de la parcela por irrigar. Por lo tanto, una de las características fundamentales de este sistema es que es preciso dotar al agua

de presión a la entrada en la parcela de riego por medio de un sistema de bombeo.

### **2.2.1.1. Equipos**

Un sistema de riego está compuesto por distintos equipos electromecánicos, de los cuales se describirá a continuación los de principal interés para el presente análisis.

#### **2.2.1.1.1. Plantas de generación eléctrica**

La razón por la cual las plantas de generación eléctrica son de relevancia para el presente caso, es porque en el caso de la ausencia de una fuente de alimentación eléctrica por medio de una red de distribución de electricidad, la alternativa por considerar para la provisión de energía al sistema de riego sería por medio de una planta de generación diésel independiente de que pudiera abastecer de energía eléctrica al sistema.

Este tipo de plantas están conformadas entre otros, por los siguientes equipos:

- Un motor diésel, en configuración en V o en línea, generalmente de 4 tiempos, turbocargado. Algunos de los principales parámetros por considerar para un equipo de este tipo son su potencia nominal, desplazamiento, radio de compresión, consumo de combustible, configuración de sistema de enfriamiento.

- Generador eléctrico cuyos parámetros de principal importancia son su potencia nominal, tipo de excitación, tipo de aislamiento de rotor y estator, tipo de regulación de voltaje.
- Instrumentación de control, como por ejemplo un *switchboard* con los indicadores de medidor de velocidad, odómetro, medidor de temperatura de enfriamiento, medidor de presión de aceite, controles de arranque y encendido, control de parada de emergencia, voltímetro, amperímetro, medidor de frecuencia, indicador de potencia activa, indicador de potencia reactiva, medidor de energía, medidor de factor de potencia.
- Transformador para convertir la energía producida por la unidad al voltaje de operación requerido para la aplicación que se desee.

#### **2.2.1.1.2. Motores eléctricos**

Los motores eléctricos son los equipos primarios para el accionamiento de las bombas hidráulicas que serán instaladas en el sistema de riego en la finca. Para el presente caso, la información provista por el ingenio es que la capacidad de los motores que se tiene previsto instalar en su sistema de riego es de 5 motores de 100 HP, 2 de 60 HP, 3 de 40 HP y 1 de 15 HP.

#### **2.2.1.1.3. Bombas hidráulicas**

Como se indicó anteriormente, al momento de la realización de este estudio, no se obtuvo información precisa de parte del ingenio sobre el detalle del sistema de riego que se instalará en la finca analizada. Este es el motivo por el cual se incluye una descripción del proceso de selección de la capacidad de las bombas para un sistema hidráulico, tomando los siguientes datos de



referencia, los que sí fueron proporcionados por el ingenio y que pertenecen a una de las estaciones del sistema de riego:

- Caudal estimado de trabajo: 800 gpm
- Presión de trabajo: 80 psi
- Potencia de motor: 60 HP

De tal forma se hace un cálculo del procedimiento para el dimensionamiento de las bombas que podrían requerirse dentro del sistema, tomando como referencia los datos anteriormente indicados por el cliente.

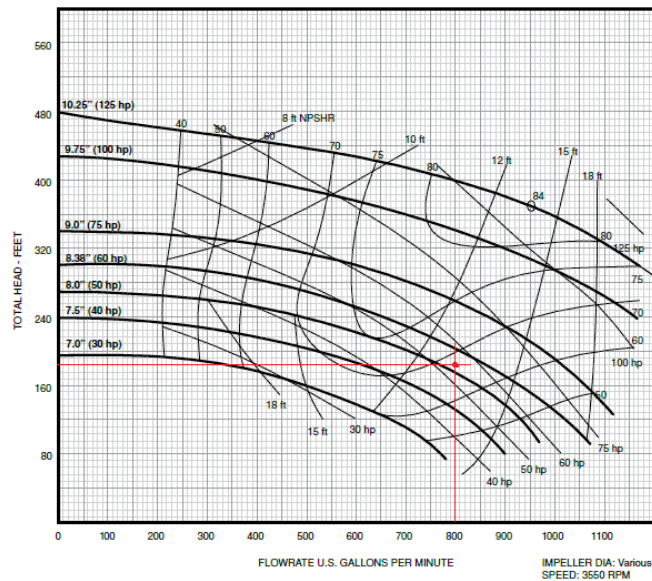
El cálculo se hace en base a la información contenida en las denominadas curvas de bomba, que consisten en una herramienta gráfica que provee la información de los parámetros que definen el desempeño de operación de una bomba hidráulica, como son el valor de cabeza de bomba, flujo o caudal de agua, dimensiones del rodete de la bomba, eficiencia de la bomba, entre otros.

Las curvas de bombas son gráficos elaborados por los fabricantes de este tipo de equipos para cada uno de sus modelos en particular, motivo por el cual la información contenida en los gráficos variará de un fabricante y modelo a otro.

En este caso, se toma como referencia las curvas de bombas de un reconocido fabricante de bombas en el mercado, y a partir de ahí se infiere el tipo de bomba que se podría recomendar para ser instalada para los valores de referencia provistos por el ingenio.

El gráfico muestra los valores de desempeño para una bomba centrífuga, tipo de bomba ampliamente usada en distintas aplicaciones de diverso tipo, como lo son aplicaciones industriales, comerciales y agrícolas, razón por la cual fue tomada como referencia para el presente caso.

Figura 9. **Curva de bomba para bomba centrífuga *Franklin Electric***



Fuente: *Franklin Electric, Product Catalogue, FPS, Surface Pumps, AG/Industrial/Municipal*

En el gráfico anterior se puede observar que los valores de referencia considerados serían 800 gpm y 80 psi (equivalentes a 184 pies de cabeza de bomba aproximadamente). Para este tipo de bomba y fabricante, el gráfico indica que debe seleccionarse una bomba que tenga como mínimo 8" de diámetro de rodete, que opere entre 50 y 60 HP, con lo cual se obtendría una eficiencia de bomba de cerca del 70 %. Esta información concuerda con el criterio de selección para la estación de trabajo denominada bombeo 2 de la

información provista por el ingenio, la cual, según la información proporcionada por el cliente, se ha considerado que se dimensione con 60 HP de potencia.

No se cuenta con el detalle de los datos para el resto de las estaciones de trabajo del sistema de riego del ingenio, sin embargo, el proceso de cálculo para el dimensionamiento para cada una de las bombas usadas en las estaciones, sería el mismo expuesto anteriormente.



### **3. ESTUDIO DE MERCADO, TÉCNICO Y ECONÓMICO**

#### **3.1. Estudio de mercado**

Dentro del marco del mercado eléctrico, se da una diferencia importante entre el grado de libertad que tienen los distintos agentes del mercado para participar dentro de sus respectivos nichos de mercado. Las distribuidoras y transportistas tienen ciertas restricciones para operar en el mercado, mientras que la generación y la comercialización son actividades libres en comparación con las dos anteriores.

En el caso de la comercialización, para participar dentro de este nicho de mercado, una empresa que así desee hacerlo debe cumplir con el requisito de alcanzar el límite mínimo de comprar o vender bloques de potencia y energía asociados a una demanda u oferta firme de, por lo menos, 5 MW. Límite que está fijado por el MEM, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El hecho de que la comercialización de energía sea libre, en el sentido de que no hay ninguna restricción para participar en este nicho de mercado más que la indicada anteriormente, pone a los comercializadores en una posición de libre competencia o de libre mercado entre unos y otros.

No existe una regulación de precios, como sí sucede en la distribución y el transporte de electricidad, donde los precios de mercado son establecidos por las autoridades del sector, específicamente la CNEE.

De esta forma, al hacer una revisión del comportamiento del mercado desde 2008 a 2017, es posible identificar una competencia entre los distintos comercializadores que participan en este mercado, en donde estos actores están en constante pugna por ganar nuevos clientes para incrementar su cuota de mercado, e incrementar por ende su rentabilidad.

A su vez, el mercado de la comercialización es bastante complejo por el dinamismo que hay en las variables que entran en juego al determinar los costos y precios de sus productos. En primera instancia es necesario considerar que la producción de energía eléctrica obedece a un modelo basado en costos, regido por el despacho económico programado por el AMM.

El seguimiento de esta metodología de trabajo tiene un impacto en el costo de la generación de electricidad, costos que a su vez impactan a los comercializadores y, por ende, a los consumidores finales, es decir a los grandes usuarios.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que el despacho económico obedece a factores como la disponibilidad del recurso hídrico a lo largo del año, y al racionamiento y programación que se hace en el uso de tal recurso para hacer más eficiente su aprovechamiento.

Además del recurso hídrico, la generación de electricidad se ve directamente afectada por las fluctuaciones de los precios internacionales de los distintos combustibles que se utilizan dentro de la matriz energética para producir la energía eléctrica consumida en el país.

Al sumar estos factores, disponibilidad hídrica, costos internacionales de combustibles y a la vez las condiciones particulares de oferta y demanda de

energía eléctrica en el mercado nacional, se llega a una situación marcada por la fluctuación de precios que afecta a los participantes del mercado. Lo anterior se ve reflejado en indicadores de referencia, como el precio *spot* de la energía, que es uno de los principales parámetros utilizados como patrón dentro de las actividades comerciales entre los participantes del mercado mayorista de electricidad.

Como producto de todo lo anterior, se percibe un esfuerzo constante por parte de las comercializadoras activas en el mercado eléctrico, por encontrar formas de captar nuevos grandes usuarios, lo que generalmente se traduce en esfuerzos por tener una mayor eficiencia en sus costos y ser, por ende, la opción que brinde a sus clientes la mayor rentabilidad posible en cuanto a los precios ofrecidos por el servicio de suministro eléctrico.

De igual forma, las comercializadoras buscan brindar valor agregado dentro de sus propuestas a sus clientes, por medio servicios complementarios al del suministro eléctrico, como pueden ser el acompañamiento en temas técnicos asociados, asesorías de distinto tipo. Se hace con la intención de diferenciarse de sus competidores y captar de esta forma más usuarios grandes.

Además de lo anterior, existen otras condiciones que hacen de este mercado uno bastante complejo, como lo es la caracterización del comportamiento de crecimiento, tanto de la oferta como de la demanda dentro del área de la comercialización.

En el lado de la demanda, se percibe un crecimiento sostenido, pero bastante reducido de la cantidad de nuevos clientes que ingresan al mercado mayorista de electricidad, lo que supone un reto importante para las

comercializadoras, en el sentido que hay pocos clientes nuevos disponibles para captar para sus carteras a lo largo de cada año.

De esta forma, las comercializadoras deben enfocarse en buena medida, en lograr la retención de sus clientes actuales y evitar que estos les sean ganados por sus competidores, para lograr así mantener sus niveles de participación de mercado.

Por otra parte, en el lado de la oferta, a partir del surgimiento del mercado mayorista bajo la nueva legislación que entró en vigor a finales de la década de 1990, se ha visto un ligero incremento en la participación de comercializadores en el mercado eléctrico, aunque el número de participantes se ha mantenido estable en un rango de aproximadamente entre 15 a 20 comercializadores.

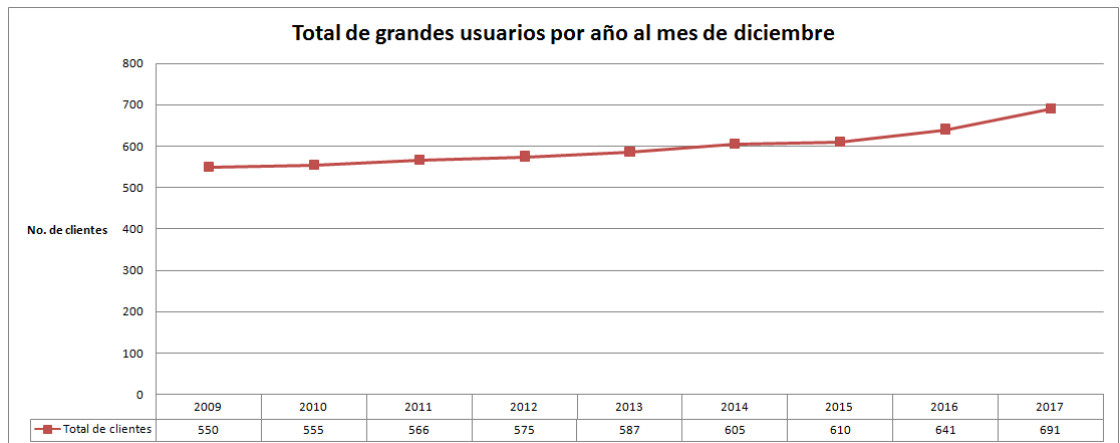
### **3.1.1. Mercado consumidor**

Haciendo una revisión de los datos estadísticos disponibles en el mercado mayorista de electricidad, es posible identificar que el mercado de grandes usuarios de energía eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido desde su aparición con la promulgación de la Ley General de Electricidad.

A continuación, se muestra el crecimiento registrado en el número de grandes usuarios reportados en el mercado mayorista en el período comprendido entre 2009 a 2017:



Figura 10. **Número de grandes usuarios reportados en el mercado mayorista**

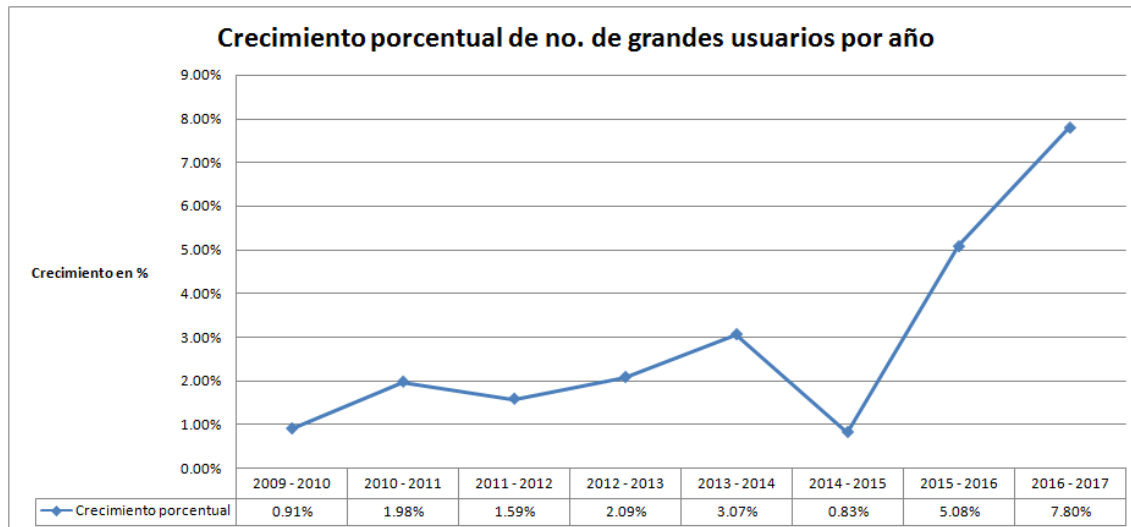


Fuente: elaboración propia.

Los datos anteriores muestran únicamente el número de grandes usuarios reportados al mes de diciembre de cada uno de los años indicados. Se muestran los datos así, dado que el número de grandes usuarios es variable de mes a mes a lo largo del año, motivo por el cual no es posible mostrar un dato total anualizado de esta variable.

A partir del gráfico puede observarse que en el período comprendido entre 2009 a 2015, el crecimiento en número de grandes usuarios fue en promedio de 1,64 %, mientras que en el período de 2015 a 2017, se mostró un patrón distinto, con un crecimiento más pronunciado de alrededor de 5 y casi 8 % en los últimos dos períodos.

Figura 11. **Crecimiento porcentual de grandes usuarios**

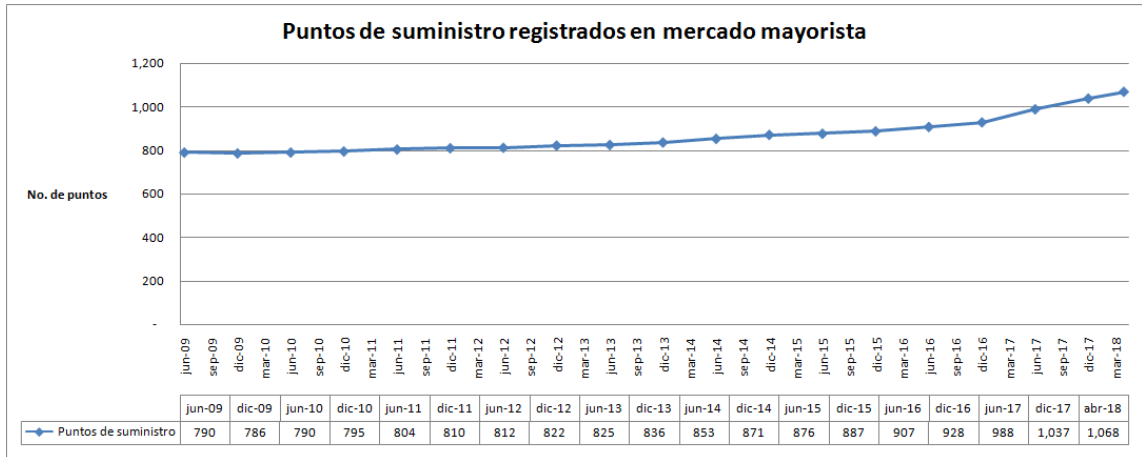


Fuente: elaboración propia.

El gráfico, visto desde la perspectiva de los puntos de suministro habilitados comercialmente en el mercado mayorista, muestra que el crecimiento observado es también acorde a los datos del número de grandes usuarios reportados.

Para mostrar la tendencia en el comportamiento de esta variable, los datos mostrados en el gráfico siguiente reflejan la cantidad de puntos de suministro registrados como habilitados en el mercado mayorista en dos momentos del año, el primero en junio y el segundo en diciembre de cada año. Esto se debe a que, al igual que en el caso de los grandes usuarios, el valor de puntos de suministro varía de mes a mes durante el año, por lo que no es posible totalizar de forma anual el valor de esta variable.

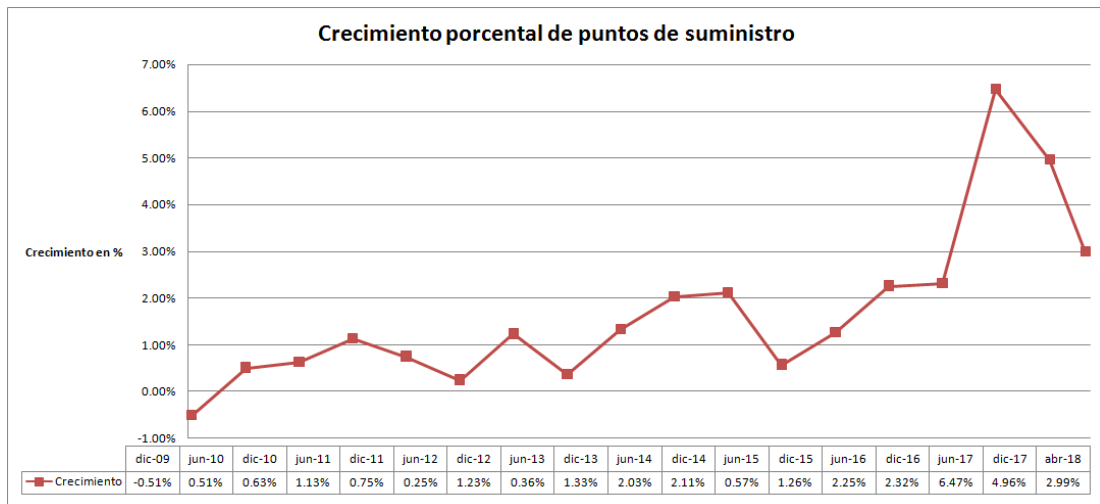
Figura 12. **Puntos de suministro habilitados en el mercado mayorista**



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra cómo se ha comportado el crecimiento del número de puntos de suministro a lo largo del tiempo:

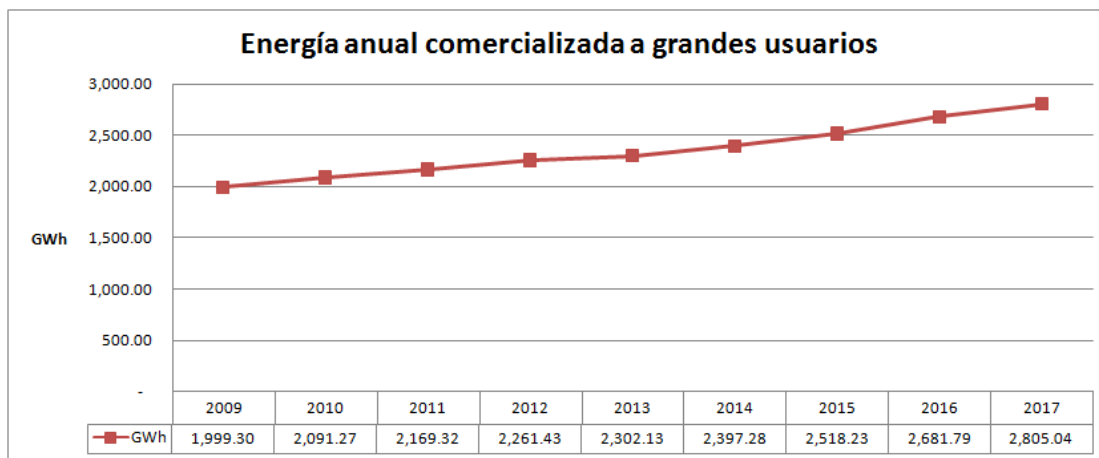
Figura 13. **Crecimiento porcentual de puntos de suministro**



Fuente: elaboración propia.

El patrón de crecimiento porcentual mostrado en el anterior gráfico concuerda con los datos indicados para el crecimiento porcentual de grandes usuarios. Por otro lado, desde el punto de vista del crecimiento del consumo de energía anual registrado por los grandes usuarios. Esta variable ha tenido el siguiente comportamiento:

Figura 14. **Energía anual suministrada por comercializadoras a grandes usuarios**



Fuente: elaboración propia.

El gráfico anterior muestra el total de energía suministrada a grandes usuarios por todas las comercializadoras participantes en el mercado mayorista, y a partir de estos datos se encuentra que el crecimiento en el consumo de energía por los grandes usuarios ha sido el siguiente:

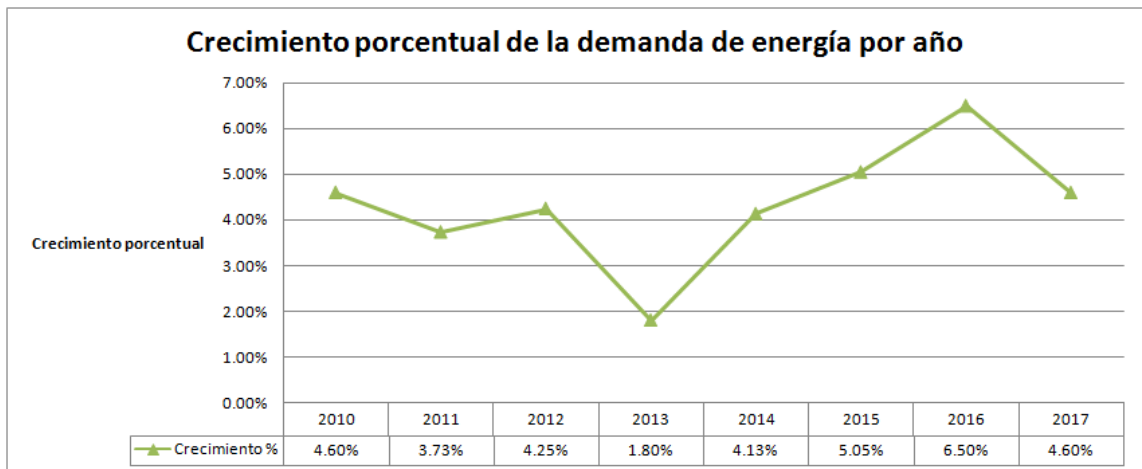
Tabla IV. **Energía anual comercializada a grandes usuarios**

Periodo	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017
Crecimiento anual en GWh	91.97	78.04	92.12	40.69	95.15	120.94	163.56	123.25

Fuente: elaboración propia.

Los datos disponibles desde 2009 hasta 2017, muestran que ha existido un crecimiento mínimo de alrededor de 40 GWh por año, hasta un máximo de alrededor de 163 GWh por año, lo cual representa un crecimiento porcentual según se muestra a continuación:

Figura 15. **Crecimiento porcentual de consumo de energía de grandes usuarios**



Fuente: elaboración propia.

Lo anterior permite constatar que desde 2010, ha existido un crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica por parte de los grandes usuarios que hacen transacciones en el mercado mayorista, lo cual representa una

oportunidad de crecimiento para las comercializadoras de energía eléctrica. Sin embargo, se puede notar que el crecimiento ha sido bastante pequeño, siendo en promedio del orden de los 4,33 %, con un valor mínimo de 1,8 % en 2013, y con un valor máximo de 6,5 % en 2016.

Además de evidenciarse que el crecimiento del mercado de consumo de energía eléctrica por grandes usuarios no ha sido lo suficientemente grande, se observa que más bien ha sido bastante estático. Lo anterior representa un inconveniente para las comercializadoras de energía eléctrica, en el sentido de que estas no pueden tener un crecimiento importante, ya que el mercado de los consumidores que atienden, no ha mostrado un crecimiento pronunciado en base a la tendencia que muestran los datos recolectados a partir de 2009 a 2017.

En términos generales, tanto desde el punto de vista del crecimiento de nuevos puntos de suministro, nuevos clientes y nueva demanda de energía, de los datos anteriormente expuestos, puede observarse un incremento en el mercado de consumo de energía. Dicho crecimiento es bastante pequeño al comparar los datos de forma anual en el período analizado.

### **3.1.2. Mercado proveedor**

Al revisar la información de la evolución del sector de la generación en el mercado mayorista de electricidad, se observa, basándose en datos de 2013 a 2017, que la mayor participación en generación ha sido a partir de fuentes hidroeléctricas, seguido de turbinas de vapor, tanto para plantas de carbón, como para cogeneradores.

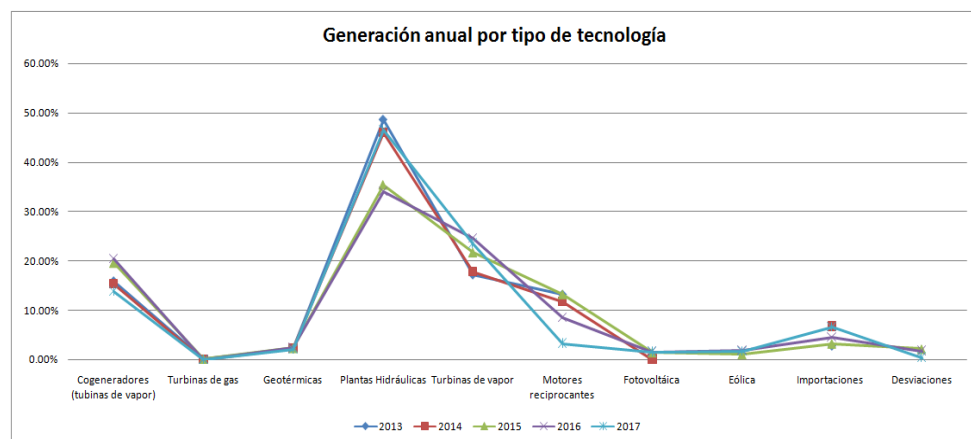
A continuación, se observan los datos de participación en la producción de electricidad por tipo de generación en forma porcentual y así como de forma gráfica en el período indicado:

Tabla V. **Participación porcentual por tipo de generación**

Tipo de generación	Año				
	2013	2014	2015	2016	2017
Cogeneradores (tubinas de vapor)	15,9 %	15,40 %	19,56 %	20,41 %	13,89 %
Turbinas de gas	0,10 %	0,03 %	0,10 %	0,05 %	0,04 %
Geotérmicas	2,20 %	2,30 %	2,30 %	2,49 %	2,04 %
Plantas Hidráulicas	48,60 %	46,00 %	35,40 %	33,99 %	46,56 %
Turbinas de vapor	17,20 %	17,80 %	21,70 %	24,62 %	23,58 %
Motores reciprocantes	13,20 %	11,70 %	13,20 %	8,52 %	3,32 %
Fotovoltaica		0,07 %	1,40 %	1,65 %	1,60 %
Eólica			1,00 %	1,85 %	1,76 %
Importaciones	2,80 %	6,70 %	3,20 %	4,61 %	6,69 %
Desviaciones			2,10 %	1,82 %	0,51 %
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00 %</b>	<b>100,00 %</b>	<b>100,00 %</b>
<b>GWh</b>	<b>9 537,07</b>	<b>10 490,46</b>	<b>10 886,67</b>	<b>11 624,82</b>	<b>12 381,28</b>

Fuente: elaboración propia.

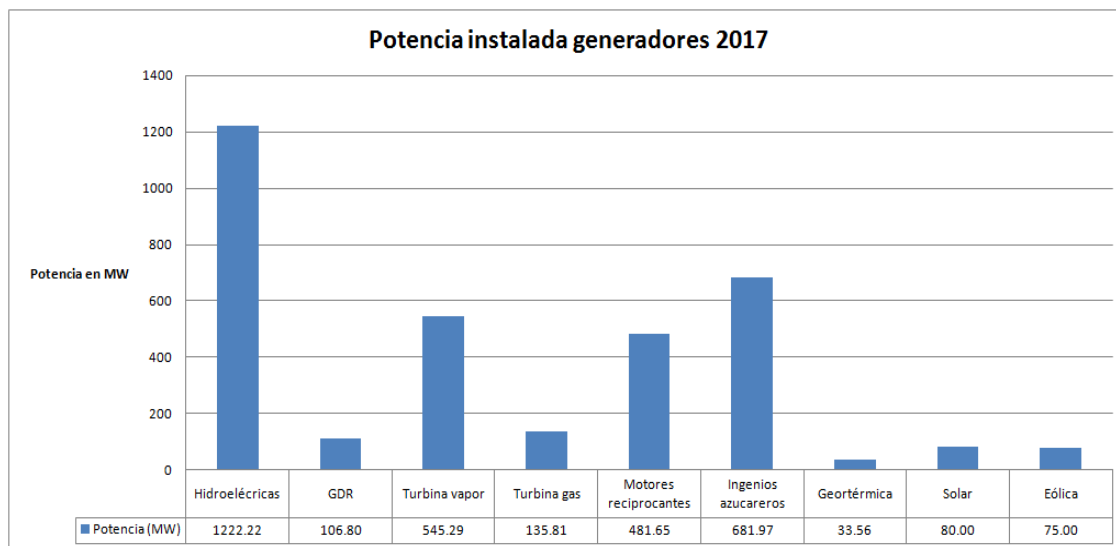
Figura 16. **Generación por tipo de tecnología**



Fuente: elaboración propia.

Lo anterior puede corroborarse al revisar las cifras de potencia instalada por el tipo de tecnología a la fecha de 2017, las cuales se muestran a continuación:

Figura 17. **Potencia instalada por tecnología**



Fuente: elaboración propia.

De la información anterior se observa que la principal oferta, y la que domina el mercado eléctrico nacional, es la de generación de tipo hidráulica. Seguida de la generación a partir de carbón (turbinas de vapor), ingenios azucareros (cogeneración por medio de turbinas de vapor), motores de combustión interna y, por último, una combinación de participación minoritaria de una mezcla de distintas tecnologías como geotermia, generación solar, eólica.



### 3.1.3. Mercado competidor

El mercado mayorista de electricidad registra a lo largo del tiempo la actividad de hasta 22 comercializadoras de energía eléctrica como participantes que realizan transacciones en ese mercado. Se han obtenido datos desde 2009 hasta 2017, en los que se muestra que la participación de cada una de estas comercializadoras ha sido variable en el tiempo, en el sentido que la participación ha sucedido en distintos momentos del tiempo para algunas comercializadoras, las cuales han estado activas por ciertos períodos, dejando de estarlo en otros.

Ha habido, por el contrario, comercializadoras que han estado activas durante todo el rango de tiempo considerado, y también se ha dado el caso de nuevas comercializadoras que se han incorporado al mercado mayorista como nuevos participantes recientemente incorporados. A continuación, se muestra el período de actividad registrado en el mercado mayorista para las distintas comercializadoras que participan.

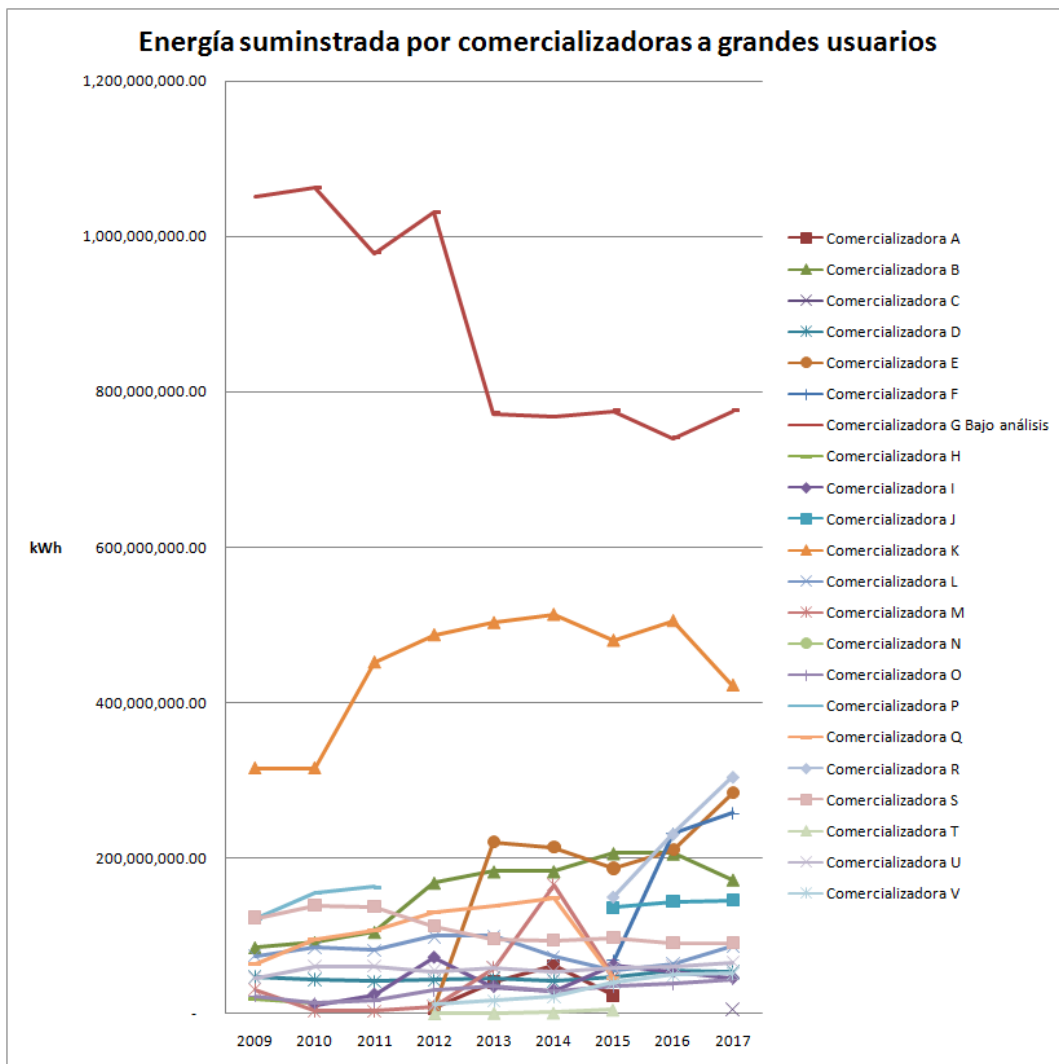
Tabla VI. **Período de actividad por comercializadora**

NO.	COMERCIALIZADORA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	Comercializadora A										
2	Comercializadora B										
3	Comercializadora C										
4	Comercializadora D										
5	Comercializadora E										
6	Comercializadora F										
7	Comercializadora G Bajo análisis										
8	Comercializadora H										
9	Comercializadora I										
10	Comercializadora J										
11	Comercializadora K										
12	Comercializadora L										
13	Comercializadora M										
14	Comercializadora N										
15	Comercializadora O										
16	Comercializadora P										
17	Comercializadora Q										
18	Comercializadora R										
19	Comercializadora S										
20	Comercializadora T										
21	Comercializadora U										
22	Comercializadora V										
	Totales	11	12	13	12	15	15	15	18	14	15

Fuente: elaboración propia.

Al revisar la información del porcentaje de participación que estas comercializadoras han tenido dentro del mercado mayorista, se encuentran los siguientes volúmenes de energía suministrada a grandes usuarios en forma anual por cada una de dichas comercializadoras:

Figura 18. **Energía suministrada por comercializadoras a grandes usuarios**

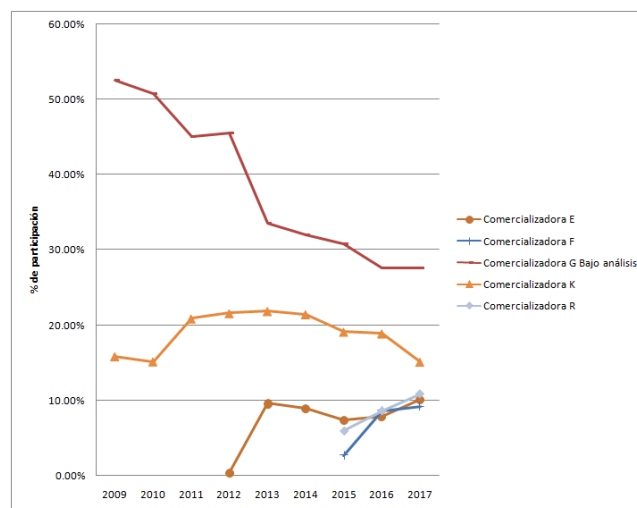


Fuente: elaboración propia.

A partir de estos datos es posible identificar que existe un participante en el mercado que cuenta con una amplia ventaja en cuanto al volumen de energía que comercializa. De esta forma es el competidor más fuerte en comparación a los demás. Seguido, se tiene a otro participante que claramente ocupa la segunda posición del mercado, separado tanto del competidor principal, como del resto de competidores.

Por último, se observa que el resto de comercializadoras se encuentran en un tercer grupo, en el cual hay una fuerte disputa por captar una tercera plaza de participación en el mercado. A partir de la información disponible hasta 2017, se hace un extracto de esta información para mostrar la participación porcentual de mercado de las cinco comercializadoras que actualmente se identifican como las más importantes en base al volumen de energía que suministran a grandes usuarios:

Figura 19. **Porcentaje de energía suministrada por principales comercializadoras a grandes usuarios**



Fuente: elaboración propia.

Con base en esta información se observan varios hechos importantes, por ejemplo, que la principal comercializadora del mercado ha tenido una pérdida de participación de mercado importante registrada en el período de 2009 a 2017, disminuyendo su porcentaje de participación desde poco más del 50 % hasta alrededor del 26 % durante dicho período.

El segundo competidor ha tenido una tendencia bastante uniforme en su nivel de participación, con un incremento importante durante el inicio del período analizado, y un decremento también importante en la parte final del período de tiempo en análisis.

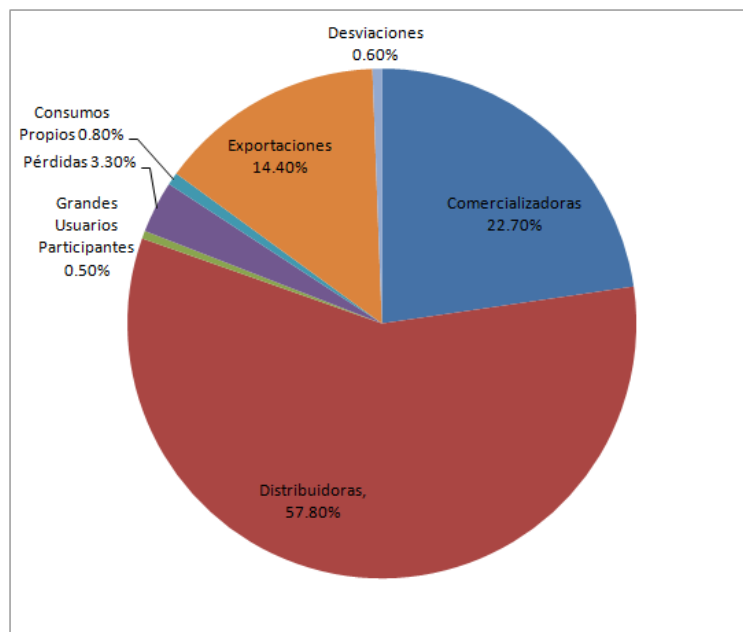
Es importante notar que las tres comercializadoras que siguen en importancia a las dos primeras, han surgido, una en 2012, y las otras dos en 2015. Lo importante es notar que estas tres comercializadoras han tenido un crecimiento importante en un período de pocos años, alcanzando cada una de ellas alrededor del 10 % de la participación del mercado. Esto, a su vez, explica la pronunciada baja de participación del principal competidor durante ese mismo período.

La aparición de distintas comercializadoras a lo largo de los años obedece a distintos factores, como el crecimiento natural del mercado, la oportunidad que han visto distintas organizaciones de tener una participación y beneficiarse a partir del negocio de la comercialización. De forma particular, en los años recientes, se ha debido a razones como la aparición de comercializadoras ligadas a empresas de generación, las cuales han buscado participar por sus propios medios en el ramo de la comercialización, eliminando de esta forma a los comercializadores puros como intermediarios entre ellos y los grandes usuarios.

### 3.1.4. Análisis histórico del mercado de comercialización a grandes usuarios

Haciendo una revisión de la composición por tipo de consumo de energía en el mercado mayorista, se observa que para 2017 el porcentaje de participación de las comercializadoras respecto de la totalidad del mercado es la que se muestra a continuación.

Figura 20. **Composición por tipo de consumo de energía en el mercado mayorista al año 2017**

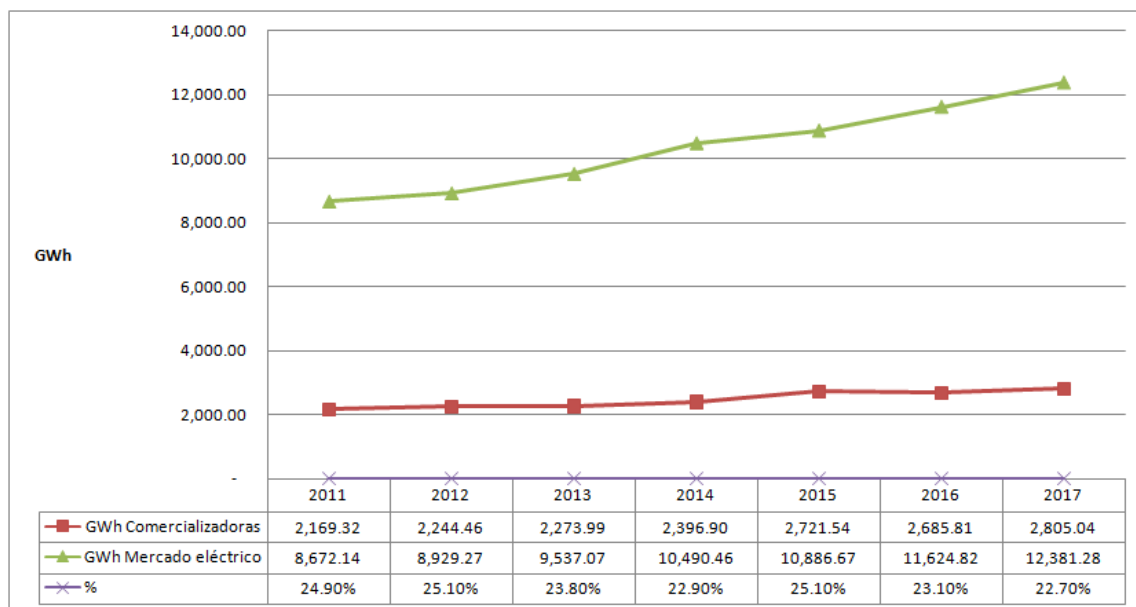


Fuente: elaboración propia.

A partir de esta información y extrayendo los datos históricos en el período comprendido entre 2011 y 2017, se observa que el crecimiento de la demanda de energía en la totalidad del mercado eléctrico, el cual incluye a las distribuidoras de electricidad, comercializadoras, grandes usuarios

participantes, exportaciones y desviaciones, ha tenido el siguiente comportamiento respecto del crecimiento del consumo específico de las comercializadoras de energía:

Figura 21. **Consumo de energía de energía de comercializadoras en comparación al total del mercado mayorista**



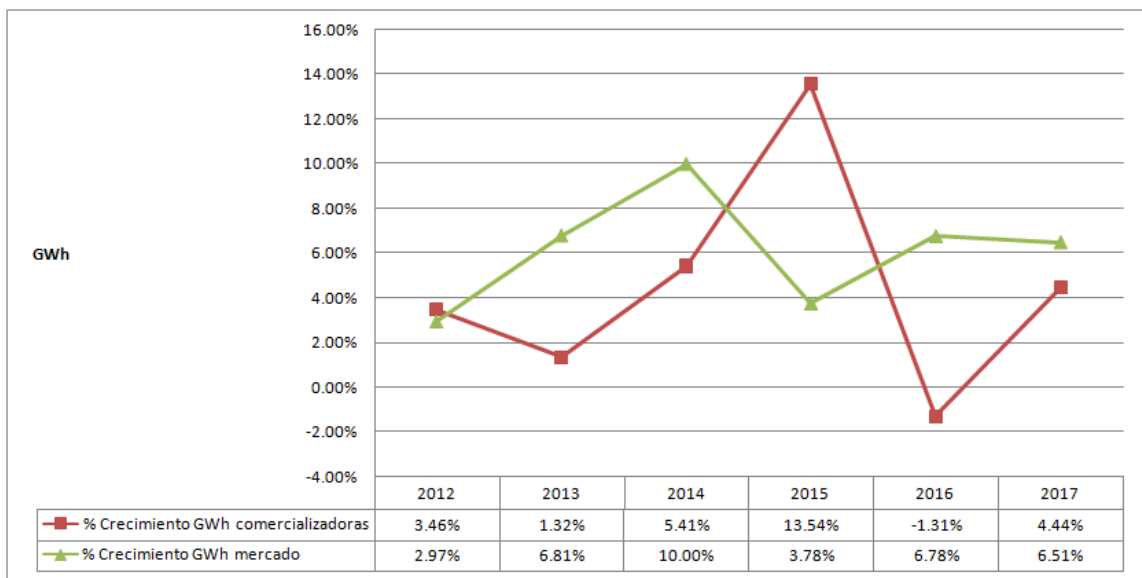
Fuente: elaboración propia.

De estos datos puede observarse un crecimiento tanto en la cantidad de energía demandada en total por el mercado, como de la energía demandada en específico por el total de comercializadoras que operan en el país. Igualmente puede verse a partir de esos datos, que en el período analizado, la cantidad de energía demanda por las comercializadoras creció en 635 megavatios, lo que equivaldría a un 29 % respecto del valor inicial en 2011, mientras que la energía demandada por el mercado creció 3 709 megavatios, lo que equivale a un 43 % respecto del valor inicial de 2011.

A partir de lo anterior se ve que, si bien el crecimiento es notorio en ambos rubros, es mucho más pronunciado en el caso del mercado eléctrico, en comparación con el total de las comercializadoras.

Al revisar el comportamiento del crecimiento anual de la demanda de energía en ambos rubros se observa lo siguiente:

Figura 22. **Porcentaje de crecimiento de demanda de energía, mercado frente a las comercializadoras**



Fuente: elaboración propia.

A partir de la información en el gráfico anterior se observa que, a excepción de 2012 y 2015, el crecimiento de la demanda de energía ha sido mayor en el mercado en su totalidad, en comparación con el crecimiento del segmento específico de las comercializadoras.

Con base en la información de los dos gráficos anteriores se puede confirmar el crecimiento en el consumo de energía a nivel general en el mercado eléctrico nacional y en específico en el segmento de la comercialización de energía.

Lo anterior es importante, ya que significa para las comercializadoras el evidenciar que existe la posibilidad de tener un crecimiento en sus intentos por captar nuevos clientes que necesiten la prestación del servicio de suministro eléctrico.

Aunque se observa que el crecimiento que puede esperarse es poco desde el punto de vista del porcentaje de nueva energía que es demandada en el segmento de comercialización, ya que, según los datos tabulados, a excepción de 2015, el crecimiento ha oscilado entre el menos 1,31 % hasta un 5,41 %, es decir, la magnitud de dicho crecimiento ha sido bastante bajo.

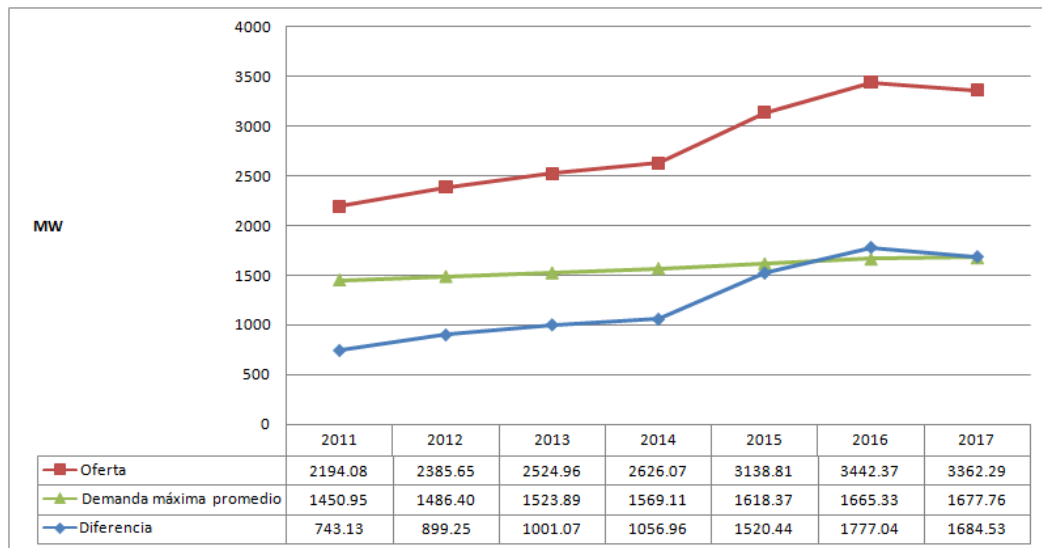
#### **3.1.4.1. Demanda y oferta de potencia en el sistema eléctrico nacional**

Las variables de demanda y oferta de potencia en el sistema nacional interconectado son variables que tienen por naturaleza una tendencia de crecimiento. Debido a lo anterior, el consumo de energía muestra un aumento constante, esto por factores como el aumento poblacional y, por ende, la consecuente necesidad de una producción mayor de todo tipo de bienes y servicios, lo que implica un mayor uso de recursos energéticos.

A continuación, se presentan los resultados de la tendencia de crecimiento de estas dos variables en el período comprendido entre 2011 y 2017:



Figura 23. **Oferta y demanda de potencia en el SNI**



Fuente: elaboración propia.

De los datos anteriores se puede observar una tendencia de crecimiento, tanto en la demanda como en la oferta de energía en el sistema. Sin embargo, puede notarse cómo en los últimos años ha habido un mayor crecimiento en la oferta de potencia, la cual ha llegado a duplicar la demanda requerida por el sistema.

Esta situación ha creado una condición de sobreoferta que ha generado efectos diversos en el mercado. Por un lado, los generadores se han visto en la situación de tener que competir por encontrar oportunidades para colocar su potencia y energía en el mercado. Del lado de los comercializadores, estos se han visto en una situación marcada por una guerra de precios, en donde el mercado ha empujado los precios a la baja, esto producto de la sobreoferta de energía disponible en el sistema.

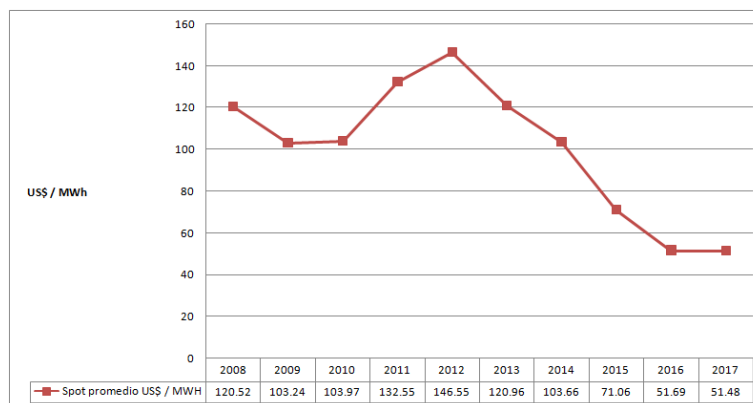
Del lado de los grandes usuarios, estos se han visto beneficiados al verse en una condición donde la sobreoferta de energía y de participantes comercializadores, les ha dado el poder de negociación necesario para forzar a la baja de precios en su favor.

### 3.1.4.2. Tendencia histórica de los precios de referencia del mercado

En el mercado eléctrico existen precios de referencia para la potencia y la energía. Al revisar el comportamiento en los últimos años para estas dos variables, se puede observar que en el caso de la potencia el precio de referencia se ha mantenido constante a lo largo del tiempo en un valor de US\$8,90.

Por otro lado, en el caso de la energía, esta sí presenta un valor variable a lo largo del tiempo, y dicho valor de referencia es lo que se conoce en el mercado como el precio de oportunidad (spot) de la energía. A continuación, se muestra el valor promedio anual de la energía para los últimos diez años:

Figura 24. Promedio anual del precio spot de la energía



Fuente: elaboración propia.

### **3.1.4.3. Integraciones verticales corporativas**

En los años recientes, el mercado eléctrico ha experimentado el fenómeno de la implementación de estrategias de integración vertical por parte de ciertos grupos corporativos importantes dentro del sector industrial del país.

Dichas estrategias han surgido debido a que estos grupos han realizado inversiones en el sector de generación, tanto como en el de comercialización de energía eléctrica.

Teniendo estos grupos puntos de suministro registrados como grandes usuarios dentro del mercado eléctrico, y representando cargas con demandas de electricidad importantes dentro del mercado eléctrico, la integración vertical ha representado una estrategia para agrupar sus puntos de suministro junto con sus comercializadoras y generadoras.

De esta forma, estos puntos de suministro han pasado a ser grandes usuarios que forman parte de un mercado cautivo, al cual las comercializadoras que son externas a estos grupos corporativos, no pueden acceder.

Producto de este tipo de estrategias, los comercializadores de energía se han visto en una situación no antes vista dentro del mercado, en donde han afrontado la pérdida de grupos importantes de puntos de suministro, mismos que previamente formaban parte de su curva de carga, y que en la actualidad reciben su suministro de potencia y energía de parte de las comercializadoras y generadoras de sus propios grupos corporativos.

Aunque este tipo de estrategia ha sido adoptada por grupos industriales muy grandes y, por ende, no ha sido común de ver dentro del mercado de

grandes usuarios, lo anterior ha tenido un impacto importante para los comercializadores que han enfrentado la pérdida de consumidores. En el caso de tratarse de cargas con un volumen de energía considerable, el recuperar el volumen de energía en sus carteras de clientes, ha representado un reto difícil de lograr.

#### **3.1.4.4. Estrategias de precios**

El dinamismo presenciado en el mercado mayorista ha provocado la implementación de distintas estrategias de precios por parte de los comercializadores, esto con el objeto de brindar los precios más competitivos a los grandes usuarios en el mercado.

El dinamismo ha sido producto de factores como la sobreoferta de potencia instalada para generación de energía en el sistema nacional interconectado. Además, la entrada de nuevos competidores al mercado, la agresividad que han presentado los distintos competidores. De igual forma, ha sido producto de la variabilidad en las condiciones que afectan los precios de la energía, tales como la fluctuación de los precios de los combustibles, la disponibilidad del recurso hídrico, la intermitencia de ciertos tipos de generación de energía.

A lo largo del tiempo, estos factores han provocado la aparición de nuevas y distintas formas de vender la energía a los grandes usuarios, generando esquemas de venta que se han traducido en distintos tipos de precios para la energía. Una de las formas más ampliamente empleadas en la comercialización de energía ha sido la de ofertar la energía en base a los precios asociados a las distintas tecnologías de generación de energía, como son las fuentes

hidráulicas, térmicas, y otras, igual que ofertarla en base al precio *spot* o de referencia del mercado.

A partir de esto, una estrategia ha sido la de presentar a los consumidores esquemas de opciones entre precios asociados a fórmulas basadas en las tecnologías de generación y el propio precio *spot*, en donde el cargo que se da al gran usuario por la energía consumida, es el menor valor entre las dos opciones ofertadas. Por otro lado, el endurecimiento de la competencia en años recientes, ha dado lugar al surgimiento de los que fueron denominados como precios todo incluido.

La característica de esta estrategia de precios consiste en que normalmente los cargos que se hacen a los grandes usuarios son por concepto de tres rubros distintos, que son la potencia, energía y cargos a terceros o cargos regulatorios que deben hacerse obligatoriamente a los consumidores de acuerdo con la legislación vigente del sector.

Sin embargo, los precios todo incluido, consisten en una modalidad de precios, en la cual los comercializadores ofrecen una tarifa fija que incluye los tres rubros antes mencionados. Esto significa que un consumidor paga un precio fijo que incluye dichos rubros, indistintamente de las variaciones que pueda presentar cualquiera de estas variables a lo largo del tiempo dentro del mercado.

Dada la fluctuación constante que presentan las distintas variables del mercado, esta estrategia de precios puede, en uno u otro momento, beneficiar o perjudicar bien sea al comercializador o al gran usuario que acuerdan aplicar esta modalidad de precios. De ahí que la adopción de este tipo de precio conlleva un análisis lo más minucioso posible por parte de ambas partes, de tal

forma que la exposición al riesgo implícito en dicho esquema sea el menor para ambos, y que la rentabilidad del mismo beneficie igualmente a ambas partes.

Por otra parte, el mismo nivel de competencia que originó los precios todo incluido, dio también lugar al surgimiento de la estrategia de precios con pisos y techos. En esta modalidad puede ofrecerse a un gran usuario una tarifa de precios que tiene un precio mínimo, conocido como un piso, un precio máximo, conocido como techo, o ambos.

La característica de este esquema es que se dan precios tope, bien sean mínimos o máximos, esto con la intención de ofrecer un cubrimiento a la exposición que puede tenerse debido a la fluctuación en las variables que inciden en el costo de la energía (precios de combustibles, precio *spot*).

Al igual que en el esquema de los precios todo incluido, el esquema de precios con piso o techo puede ser beneficioso o perjudicial, bien sea para el gran usuario o para el comercializador, según las características particulares que las variables de mercado presenten en un momento determinado.

Otra estrategia de precios difundida en el mercado mayorista ha sido la de los contratos con precios por bloques, donde se ofrecen distintos tipos de precios para distintos bloques de energía consumidos por los grandes usuarios.

De esta forma, la cantidad de oferta firme que solicita un gran usuario, puede dividirse en uno, dos o más bloques, teniendo cada uno de estos bloques un esquema de precio distinto.

Con esto se busca optimizar las fórmulas de precios ofrecidas a los usuarios de manera que dicho esquema sea lo más rentable posible, tanto para los consumidores como para los comercializadores.

Una última estrategia utilizada para la fijación de precios consiste en el análisis de las curvas de carga de consumo de los clientes, y comparar dichas curvas de carga contra las curvas de carga de abastecimiento por parte de los proveedores, de tal cuenta que, en base a dicho análisis, pueda estudiarse el comportamiento de consumo por tipo de esquema de precios y buscar optimizar dichos precios de cara al cliente, al igual que optimizar las compras realizadas a proveedores.

#### **3.1.4.5. Competencia de otros comercializadores**

Como se mencionó anteriormente, durante los últimos años se ha observado en el mercado mayorista una ofensiva bastante agresiva por parte de nuevos comercializadores, los cuales se han posicionado como actores destacados en el mercado, y teniendo una participación de mercado importante dentro del mismo.

La competencia y estrategias comerciales adoptadas por algunos de estos nuevos actores han tenido un impacto tan importante que han propiciado la aparición de nuevos esquemas de precios, así como la adopción de estos nuevos esquemas por parte de las comercializadoras previamente establecidas en el mercado.

El efecto ha sido de tal importancia que se han marcado nuevas tendencias de precios en el mercado, moldeando el mismo, generando una guerra de precios entre comercializadoras y brindando gran poder de compra y

negociación a los grandes usuarios. Al existir una sobreoferta de energía, gran número de competidores en el mercado, todos estos compitiendo entre sí para ofrecer los precios más atractivos a los clientes, con el objeto de ganar nuevos contratos para su haber.

Actualmente este efecto se considera en algunos sectores del mercado tan nocivo, que está comenzando a gestarse una nueva visión a nivel de mercado, en la cual algunos comercializadores están tomando el liderazgo para buscar un alejamiento de los esquemas de precios a los que ha empujado el mercado en los años recientes.

Dicho alejamiento busca dejar de lado las modalidades de precios todo incluido y de piso o techo, o en su defecto ofrecer estos esquemas de precios solo en condiciones muy particulares, y solo para algunos clientes que reúnan condiciones que ameriten el ofrecimiento de este tipo de precios.

El motivo por el cual se ha iniciado esta tendencia de alejamiento de estos esquemas de precios se debe a que se ha observado que esta la modalidad de ofrecimiento, que se había popularizado en años recientes, no es sostenible en el mediano y largo plazo, por motivo de los altos costos que representa para las comercializadoras, al punto de mermar sus márgenes de utilidad.

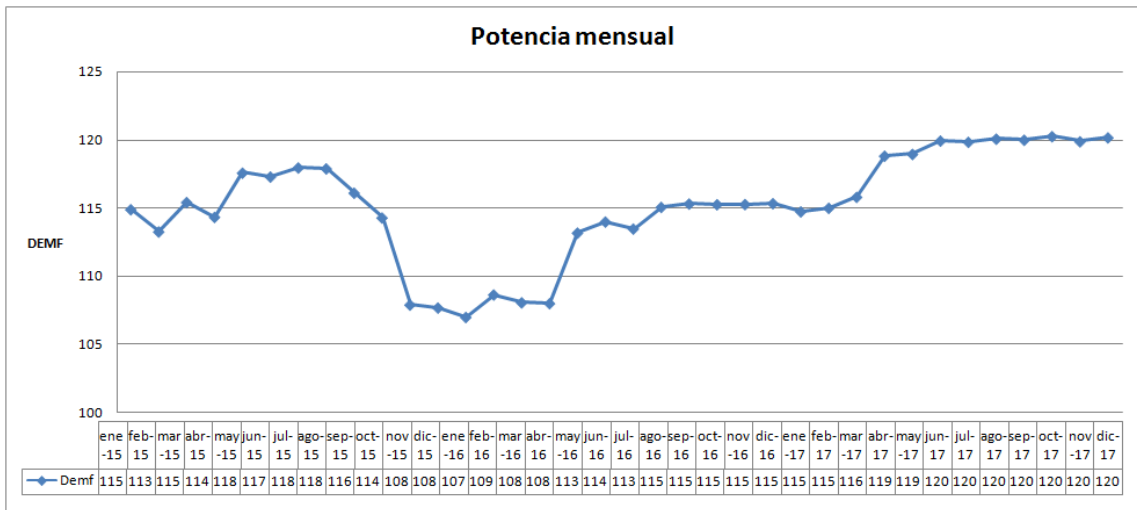
### **3.1.5. Análisis de la situación vigente**

En la actualidad, la comercializadora analizada se ha visto en una situación de constante competencia con sus rivales de mercado, y con limitadas opciones para la incorporación de nuevas cargas de magnitudes importantes para su cartera de clientes.



A continuación, se muestra el comportamiento del nivel de demanda firme mensual en base a la curva de carga de la comercializadora:

Figura 25. **Potencia mensual 2015 – 2017 para DEMF**



Fuente: elaboración propia.

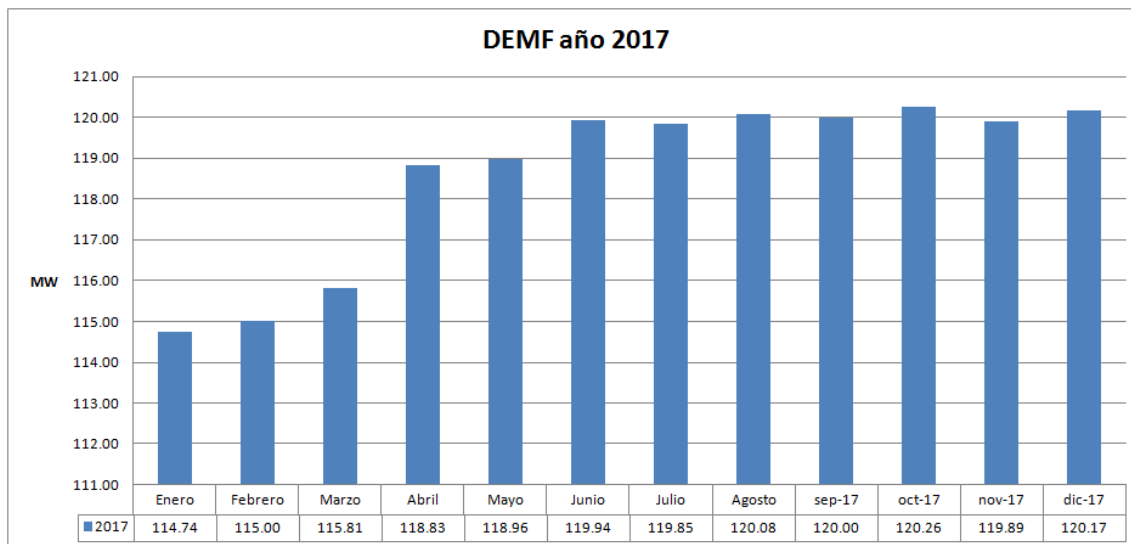
De los datos anteriores se observa que en los últimos años se ha tenido una fluctuación relativa en la cantidad de potencia para cubrimiento de demanda firme de los clientes en la curva de carga de la comercializadora. A partir de estos datos, se obtiene que para 2015 el promedio de la demanda firme fue de 114,55 MW, para 2016 fue de 112,39 MW, y en 2017 fue de 118,63 MW.

La variabilidad en ese parámetro obedece a la constante salida de clientes cuyos contratos no logran ser renovados al momento de su vencimiento, así como a la incorporación de clientes nuevos que inician una nueva relación contractual con la comercializadora.

### 3.1.5.1. Demanda de carga actual

A partir de la información anterior, como base para el presente análisis se toma como referencia el año inmediato anterior a su ejecución, el cual es para el presente caso, 2017.

Figura 26. Potencia mensual



Fuente: elaboración propia.

A partir de lo anterior, se espera que por medio de la implementación de proyectos de incorporación de nuevos puntos de suministro a través de la construcción de nuevas redes de media tensión, se pudieran incrementar los valores de potencia para demanda firme. Además, a partir de la explotación de un nicho de mercado en el cual otros comercializadores no están participando actualmente, por lo que esto brinda a la comercializadora una ventaja competitiva sobre sus contendientes de mercado.

### **3.1.5.2. Demanda de carga objeto**

Como parte de su planeación estratégica, la comercializadora define para cada año de operación sus objetivos de gestión, mismos a los cuales da seguimiento por medio de un cuadro de mando integral, el cual consiste en una herramienta de gestión que agrupa los objetivos de la organización en cuatro dimensiones principales, que son la rentabilidad, la satisfacción del cliente, los procesos internos, y el recurso humano.

Referente a la dimensión de la rentabilidad, se han planteado varios objetivos, dentro de los cuales se tiene definido en particular uno asociado a la gestión de captación de nuevos clientes por medio de la implementación de proyectos de construcción de redes de media tensión para la incorporación de clientes pertenecientes al sector de la agroindustria.

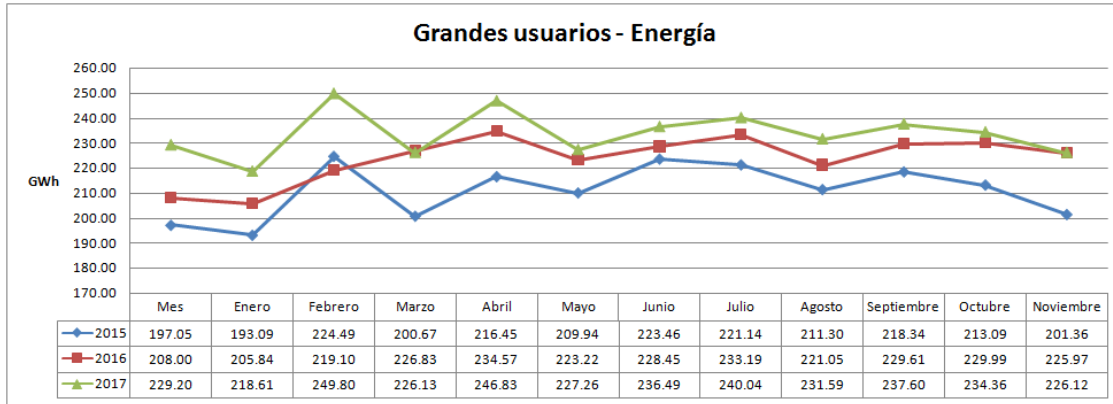
Para 2018 fue definido en un valor de 5 megavatios de potencia proveniente de este tipo de clientes y proyectos.

### **3.1.5.3. Mercado de grandes usuarios**

Como se ha mencionado anteriormente, del estudio del comportamiento del mercado en los últimos años, se ha podido observar un crecimiento sostenido, aunque poco pronunciado, de la cantidad de grandes usuarios participantes en el mercado mayorista, así como de su consumo de energía.

A continuación, se encuentra el detalle de datos de consumos de energía mensuales de grandes usuarios en el período comprendido entre 2015 a 2017:

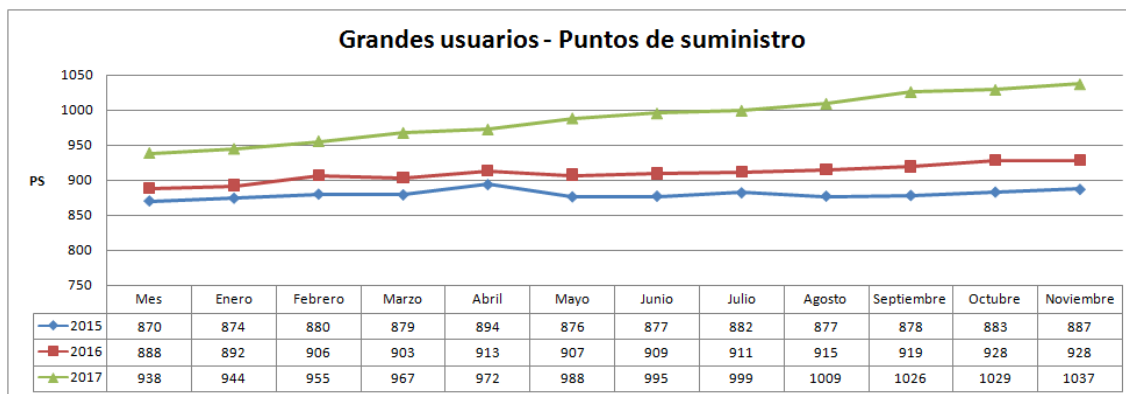
Figura 27. Consumo de energía GUs 2015 – 2017



Fuente: elaboración propia.

Desde el punto de vista del número de puntos de suministro habilitados como grandes usuarios para participar en el mercado eléctrico, el detalle del comportamiento de dicha variable es el siguiente:

Figura 28. Puntos de suministro habilitados 2015 – 2017

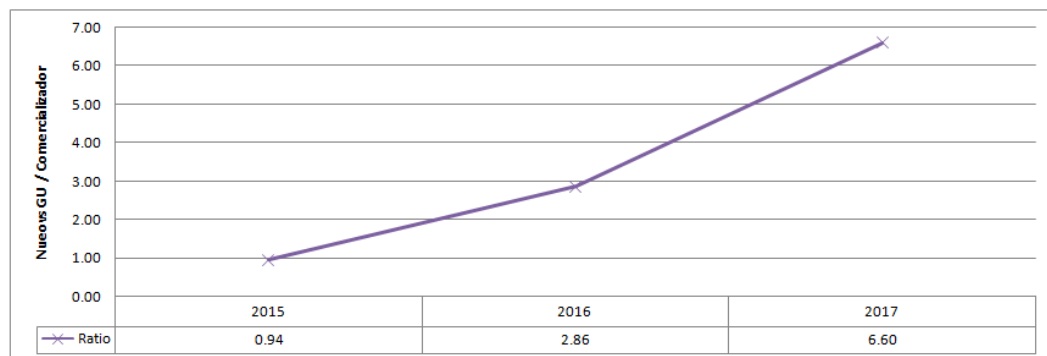


Fuente: elaboración propia.

De los dos gráficos anteriores se puede apreciar el crecimiento que se ha tenido, tanto en consumo de energía expresado en GWh, así como del número de grandes usuarios participando en el mercado mayorista.

Lo anterior consiste en más oportunidades de los comercializadores para captar nuevos clientes a quienes puedan prestar sus servicios, lo cual se aprecia en el siguiente gráfico, en el cual se toma como referencia los valores de la cantidad de grandes usuarios nuevos incorporados por año, el número de comercializadores activos, y el ratio de nuevos grandes usuarios disponibles por comercializador:

Figura 29. **Relación de nuevos grandes usuarios a comercializadores**



Año	2015	2016	2017
Nuevos GU	17	40	99
Comercializadores	18	14	15
Ratio	0.94	2.86	6.60

Fuente: elaboración propia.

A partir del gráfico anterior, lo que se puede observar es un ligero incremento en la cantidad de grandes usuarios incorporados al mercado eléctrico en los últimos años, pero a su vez, que la cantidad de nuevos grandes usuarios que pueden ser captados por cada comercializador por año, es

bastante limitada, no sobrepasado la cantidad de 7 grandes usuarios por año en promedio.

### 3.1.6. Análisis de la situación proyectada

En el nuevo esquema de negocios conceptualizado por la comercializadora, consistente en la incorporación de nuevos puntos de suministro a su cartera, conformados por sistemas de riego de caña en ingenios azucareros, a través de la construcción de redes de media tensión. Se ha realizado una investigación de los proyectos potenciales que podrían ejecutarse en esta línea, encontrándose los siguientes proyectos potenciales:

Tabla VII. **Proyección de posibles proyectos por implementar**

Nombre	Capacidad kW
Ingenio La Unión, S.A. (finca la Sierra)	379,4
Ingenio La Unión, S.A. (finca Tehuantepec)	128,8
Ingenio Pantaleón, S.A. (finca Playa Grande)	101
Ingenio Pantaleón, S.A. (finca La Cuchilla)	101
Ingenio Pantaleón, S.A. (finca Santa Marta)	101
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca Quien Sabe)	280
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca Limones)	393
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca Anaite)	506
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca La Agrícola)	393
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca La Presa)	337
Ingenio Pantaleón, S.A. (Finca Churrubusco)	900
Ingenio Pantelón, S.A. (Finca Costa Rita)	112
Ingenio Pantaleón, S.A. (finca Ampl. Santa Marta)	280
Ingenio Magdalena, S.A. ( bananera)	400
Ingenio Magdalena, S.A. ( Camaronera)	2 500
Ingenio La Unión, S.A. ( Finca San Francisco)	100
Ingenio La Unión, S.A. (Finca La Coqueta)	100
Ingenio La Unión, S.A. (Finca San Carlos)	300
Ingenio La Unión, S.A. (Finca Cristobal)	382
Ingenio La Unión, S.A. ( Finca La Perla)	144
Ingenio La Unión, S.A. (Finca Jabali)	100
TOTAL	8 038,2

Fuente: elaboración propia.

De la información anterior, se encuentra que hay un volumen interesante, tanto en número de proyectos, como de la potencia esperada que se vislumbra podría incorporarse a la curva de carga de la comercializadora por medio de la ejecución de estos proyectos. Se identifica un total de 21 proyectos potenciales, que totalizan una potencia esperada de un poco más de 8 MW, con un promedio de alrededor de 380 kW de potencia por cada proyecto.

#### **3.1.6.1. Incorporación de nueva demanda en megavatios la curva de carga**

Como se ha expuesto en el punto anterior, la exploración de mercado para los proyectos potenciales que podrían desarrollarse con distintos ingenios azucareros indica que existe la posibilidad de incorporar hasta un total de 8,038 megavatios de potencia para la curva de carga de la comercializadora.

El presente proyecto en particular contempla la instalación de una capacidad de transformación de 1 MVA de potencia. Sin embargo, aunque la capacidad de transformación es la antes descrita, para efectos prácticos, en base a las estimaciones de consumos esperados por parte del ingenio azucarero, se considera que su demanda firme en potencia activa esté ubicada en un valor de 379,4 kilovatios.

#### **3.1.6.2. Análisis de viabilidad**

La viabilidad de la implementación del proyecto se analiza en primera instancia, por medio de la identificación de las características que definen la situación en la cual se desarrollaría el proyecto. Se hace por medio de la realización de un análisis FODA, en donde se evalúan las fortalezas y debilidades como factores internos que puedan incidir en la realización del

proyecto, así como las oportunidades y amenazas como factores externos que. A continuación, se muestran los resultados del análisis realizado para el presente caso:

Figura 30. **Análisis FODA**

<p style="text-align: center;"><b>FORTALEZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sinergia corporativa</li> <li>- Capacidad técnica</li> <li>- Disponibilidad financiera</li> <li>- Experiencia en comercialización</li> <li>- Experiencia en diseño y construcción de redes eléctricas</li> <li>- Experiencia en gestión de contratos</li> <li>- Conocimiento profundo del mercado eléctrico</li> <li>- Disponibilidad de inventario de materiales con proveedor interno</li> <li>- Conocimiento de las distintas gestiones necesarias para lograr la realización de habilitaciones de grandes usuarios</li> <li>- Disponibilidad soporte en gestiones legales pertinentes</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>OPORTUNIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Existencia de una necesidad no plenamente satisfecha</li> <li>- Nuevo nicho de mercado no explorado previamente</li> <li>- Gran cantidad de clientes potenciales</li> <li>- No existe otro competidor en el nicho de mercado objetivo</li> <li>- Posibilidad de crear relaciones como socios estratégicos con los clientes potenciales</li> <li>- Necesidad de los ingenios de encontrar una forma novedosa para cubrir sus necesidades de riego de manera competitiva</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>DEBILIDADES</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dependencia de respaldo corporativo en aspectos técnico y financiero</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>AMENAZAS</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobrecostos no previstos que reduzcan la rentabilidad esperada</li> <li>- Retrasos en entrega de materiales de parte de proveedores externos</li> <li>- Pérdida a futuro de los nuevos clientes obtenidos ante competidores en el área de la comercialización</li> </ul>

Fuente: elaboración propia.



Un elemento que facilita la posibilidad de materializar el proyecto es que la comercializadora cuenta con el apoyo de su grupo corporativo para su realización y, además que el proyecto se propone como un mecanismo que cree sinergia entre las distintas empresas del grupo, donde el beneficio obtenido será compartido de la siguiente manera entre dichas empresas:

- Incorporación de nueva demanda firme para la curva de carga de la comercializadora eléctrica, junto con su energía asociada, lo cual le representará nuevos ingresos económicos, en base al margen de intermediación acordado entre las partes (comercializadora e ingenio azucarero).
- Obtención de ingresos por concepto del financiamiento por la construcción de la red eléctrica, otorgado por la comercializadora al ingenio azucarero, el cual se fija a una tasa de interés de 7,5 % anual.
- Obtención de nuevos ingresos por concepto de valor agregado de distribución (VAD) en beneficio de la distribuidora de electricidad, por medio del enganche de un nuevo punto de suministro a su red, es decir, ingresos adicionales a los que se tienen en la actualidad sin la presencia de este cliente.
- Obtención de ingresos por concepto de la ejecución del proyecto por parte de la empresa de construcción de la corporación.
- Ingresos por medio de venta de materiales para el proyecto, en beneficio de la empresa de la corporación suplidora de materiales y equipos.

- Posibilidad de que a mediano plazo la distribuidora pueda adquirir del cliente la red construida, para que pase a formar parte de su red actual.
- Con base en el punto anterior, por medio de la expansión de la red actual, la distribuidora podrá contar con más activos que puedan ser reconocidos en futuros estudios de VAD que realice la CNEE, lo cual se traduciría en mayores ingresos a futuro para la distribuidora.

Analizando la viabilidad del proyecto desde el punto de vista financiero, se tiene que, según los flujos de efectivo previstos para su ejecución, el valor actual neto esperado es igual a cero, así como el hecho que la tasa de interés para su financiamiento es igual a la tasa interna de retorno del proyecto, calculada en una tasa de interés de 7,5 % anual.

Por esta razón la viabilidad para la realización del proyecto está basada más en los aspectos antes mencionados, referentes a la posición de competitividad que el proyecto aporta a la comercializadora y a su grupo corporativo, que en el aspecto propiamente financiero del proyecto.

### **3.2. Estudio técnico**

Ya que el objeto del presente análisis es la determinación de la viabilidad de llevar a cabo un proyecto de construcción de una nueva extensión de línea en una red de distribución, con el objeto de incorporar un nuevo punto de suministro que se sume a la curva de carga de una comercializadora eléctrica, es indispensable revisar las condiciones técnicas que sean necesarias para cumplir este objetivo, las cuales se describirán a continuación.

Cabe destacar que todos los equipos y materiales para el diseño de las líneas de media tensión serán seleccionados con el criterio de formar parte de los denominados materiales homologados por parte de Empresa Eléctrica de Guatemala, y de acuerdo con lo dispuesto en manuales técnicos emitidos por esta última para tal efecto.

La razón de esto se debe a que, con el objeto de cumplir con la legislación vigente del sector eléctrico, Empresa Eléctrica de Guatemala se ha visto en la necesidad de elaborar normativas internas que definan y regulen de forma estricta, que las instalaciones para el suministro de energía eléctrica que pertenecen a su red, cumplan con los requisitos que dicta la normativa del sector.

De tal cuenta, ya que una de las premisas con las cuales se plantea este proyecto, es que la red por construir será en un inicio propiedad del cliente, pero con miras a que pase a ser propiedad de la distribuidora en un futuro cercano, la selección de materiales se hará en base al cumplimiento de los materiales que sean definidos como aptos para su uso por parte de Empresa Eléctrica de Guatemala.

### **3.2.1. Equipos**

La construcción de una línea de una red distribución implica la instalación de varios equipos de tipo eléctrico, los cuales cumplen distintas funciones que son necesarias dentro del proceso de distribución de electricidad. Los equipos considerados para el proyecto en el presente análisis, consisten en bancos de transformadores y equipos de medición de suministro de energía eléctrica.

### 3.2.1.1. Bancos de transformadores

En un sistema eléctrico trifásico, un banco de transformadores consiste en un grupo de tres transformadores monofásicos que son utilizados en sustitución de un transformador trifásico. Para el presente caso, la red por instalar contará con transformadores de distintas capacidades, siendo estas de 25 KVA, 37,5 KVA y 50 KVA de potencia.

### 3.2.1.2. Equipo de medición primaria

El equipo de medición primaria consiste en el conjunto de equipos que son utilizados para hacer la medición de los consumos de energía que se tendrán en un punto de suministro determinado. Para el caso del punto de suministro en cuestión, los equipos por considerar para la medición primaria en media tensión consisten en un medidor, el cual funciona acompañado de un transformador de potencial y de corriente, cuyas características técnicas son las siguientes:

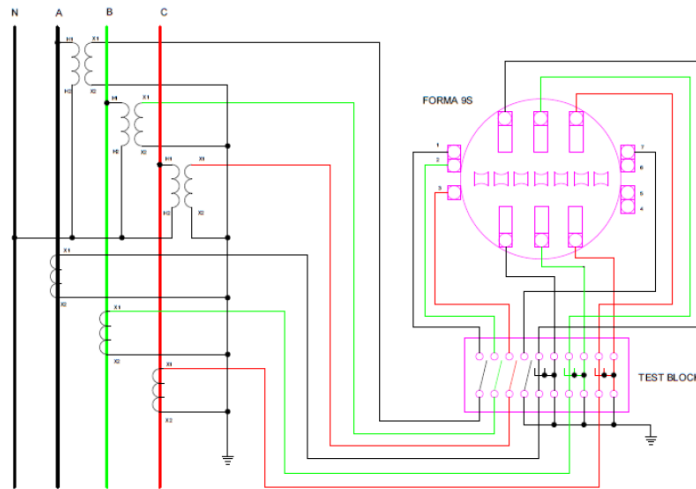
Tabla VIII. Especificaciones técnicas equipo de medición

Característica	Medidor	Transformador de potencial	Transformador de corriente
Ubicación	En poste	-	-
Voltaje entrada nominal	120 / 277 V	-	-
Corriente máxima	20 A	-	-
Conexión	Estrella	-	-
Fases	3	-	-
Tensión primario	-	8400 V	-
Tensión secundario	-	120 V	-
Frecuencia	-	60 Hz	-
Relación de transformación disponible	-	-	25:5
Relación de transformación actual	-	-	5:1
Frecuencia	-	-	60 Hz

Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra el diagrama de conexión para la instalación de los equipos:

Figura 31. **Diagrama trifilar de medición primaria en media tensión**



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

### 3.2.2. Materiales

Adicional a los equipos antes mencionados, se necesitarán distintos tipos de materiales para la construcción de la línea de distribución, siendo los principales materiales el conductor primario de la línea, materiales estructurales varios, como los postes para suspensión de dicho conductor, cruceros, herrajes y anclajes.

Además, se emplearán materiales varios para la construcción de la acometida eléctrica para el punto de suministro, y para red subterránea en donde sea necesario.

### **3.2.2.1. Conductores**

El conductor seleccionado para la construcción de la línea aérea de distribución es un cable ACSR 1/0. Los cables de tipo ACSR se caracterizan por estar conformados por un núcleo de uno o varios cables de acero, alrededor del cual se trenzan uno o más cables de aluminio.

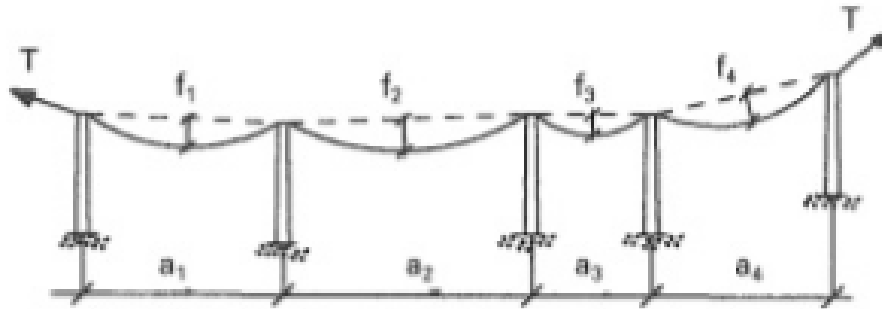
En esta configuración, el núcleo de acero cumple una función de refuerzo mecánico, mientras que el o los cables de aluminio, son los que conducen el fluido eléctrico.

Este tipo de cables tienen entre sus características el combinar propiedades como el peso ligero y buena conductividad del aluminio, con la robustez del acero en cuanto a sus elevadas propiedades mecánicas, como su alta resistencia, bajo peso, durabilidad, ductilidad, y resistencia a la corrosión, entre otros.

El uso de este tipo de conductores se traduce en la práctica en beneficios como tener líneas que soportan mayores tensiones mecánicas, presentan mayores vanos y menores flechas, siendo los vanos las distancias horizontales entre dos soportes a partir de los cuales está suspendido un conductor, y las flechas la distancia vertical entre el punto más bajo de un conductor y los puntos de soporte de un vano.

A continuación, se muestra un ejemplo que ilustra la disposición de vanos y flechas en un tramo de una línea eléctrica.

Figura 32. **Tramo de línea eléctrica**



Fuente: BACIGALUPE, Fernando. *Líneas aéreas de media y baja tensión, cálculo mecánico*.  
<https://es.slideshare.net/GilbertoMeja1/lineas-aereas-de-media-y-baja-tensin-calculo-mecanico>.

Consulta: septiembre de 2018

Adicionalmente, en el caso de los tramos de línea subterránea, se empleará un cable tipo URD 15 kV, que es un tipo de cable especialmente diseñado para instalaciones subterráneas, donde se recomienda que el cable pueda instalarse dentro de tubería galvanizada.

### **3.2.2.2. Postes de concreto**

Para el caso de la red de distribución de media tensión considerada en el presente análisis, la elección del tipo de soporte para el cable conductor primario de red consiste en postes de concreto armado, centrifugado y pretensado, de 40 y 45 pies de longitud, ambos clase 750.

### **3.2.2.3. Balizas de señalización**

Estas consisten en elementos de seguridad instalados en los cables de media tensión. Son elementos esféricos fabricados en fibra de vidrio,

compuestos por dos mitades, las cuales se instalan ensamblándose alrededor de los cables conductores.

Su función es señalar y permitir la localización visual de los cables conductores de electricidad, con el objeto de prevenir accidentes en distintas zonas como zonas de fumigación, aeropuertos, helipuertos, hospitales con servicio aéreo, zonas militares, en donde podría producirse algún accidente, cuando aeronaves que viajen a bajas alturas, pudieran chocar contra el tendido eléctrico por no poder verlo a distancia.

#### **3.2.2.4. Cruceros de madera y aislamiento con herrajes**

Para el tendido del cable conductor en las redes eléctricas, se necesita de una estructura sobre la cual pueda montarse el conductor en los postes de concreto. Esta estructura está conformada por cruceros, que para el presente caso están hechos de madera preservada con sales CCA (arsénico cromado de cobre).

Dichos cruceros son barras longitudinales de 96 pulgadas de largo, las cuales se fijan a los postes y sobre los cuales se montan los distintos componentes que permiten la sujeción del conductor para su tendido aéreo, componentes que se conocen como herrajes eléctricos.

En una configuración básica de montaje, el crucero se sujeta al poste con componentes denominados braces, que son elementos metálicos de refuerzo para el crucero, y que son fijados con pernos, tanto al crucero como al poste.



Para lograr la sujeción del cable conductor sobre el crucero se utilizan varios elementos, entre los que destacan los soportes rectos para crucero y los aisladores. Para el presente caso, los soportes rectos son de tipo pin de acero forjado galvanizados por inmersión en caliente, mientras que los aisladores seleccionados son de porcelana tipo pin con voltaje nominal de 15/25 kV.

#### **3.2.2.5. Tierras físicas**

Con el objeto de brindar seguridad tanto a la instalación, a los equipos, como a las personas, la red de media tensión deberá contar con su debida instalación de tierras físicas, la cual para el presente caso estaría conformada por varillas de cobre de 5/8" por 8 pies de largo.

Estas varillas son fabricadas en acero al alto carbón, lo que les da la característica de tener una alta resistencia al insertarlas al suelo y cuentan con un recubrimiento electrolítico de cobre con pureza de 99,9 %. Las varillas serán conectadas usando cable desnudo de cobre calibre no. 4 AWG y conectores de cuña de cobre para conexión de varillas de tierra

#### **3.2.2.6. Anclajes a postes**

Para el correcto anclaje de postes se utilizarán materiales varios como cable para conductores de guarda y de esfuerzo mecánico, de acero galvanizado por inmersión en caliente, tipo EHS (*Extra High Strength*) de 7 hilos. También un dispositivo como varillas de acero forjado de dos ojos, galvanizadas también por inmersión en caliente de 5/8" de diámetro y 6 pies de largo, junto con elementos como ganchos de acero forjado para tirante, y prensas triples para tirante.

### 3.2.2.7. Tubería

El uso de tubería se prevé para la instalación de acometidas subterráneas, las cuales deberían considerarse para la alimentación de energía eléctrica desde los postes de la red, hasta las casetas que serían suministradas por el ingenio azucarero para la instalación de variadores, equipos de protección principal y cargas eléctricas que serán conectadas a la red de media tensión.

La construcción de estas acometidas contempla la instalación de tubería HG de 4" desde una altura aproximada de 6 metros del poste, y a partir de dicho punto, se instalaría tubería corrugada de polietileno de alta densidad de 4" hasta la entrada a la caseta, la cual contendría los variadores de velocidad o protección principal, así como los motores eléctricos que accionarían las bombas del sistema de riego.

### 3.2.3. Mano de obra

A partir del alcance de trabajos definidos dentro del proyecto, se considera que la mano de obra prevista como necesaria para su ejecución es la que se indica a continuación:

Tabla IX. **Resumen de mano de obra requerida**

Tiempo de ejecución (meses)	2
Total de personas involucradas	44
Cuadrillas involucradas	10
Supervisores involucrados	2
Supervisores de seguridad industrial y salud ocupacional	2
Linieros involucrados	40

Fuente: elaboración propia.

Los trabajos se estarían realizando por parte de varias cuadrillas, tanto de personal operativo, como de supervisores técnicos, así como supervisores de seguridad industrial y salud ocupacional (SISO).

La programación de trabajo estimada para las cuadrillas de personal operativo durante los dos meses de duración prevista para el proyecto (9 semanas), sería la mostrada a continuación:

Tabla X. **Horas hombre de cuadrillas en ejecución de proyecto mes 1**

PERSONAL	Mes 1																													
	L	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
	Horas laboradas por día																													
Cuadrilla 1	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 2	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 3	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 4	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 5	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 6	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 7	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 8	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 9	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	
Cuadrilla 10	8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Horas hombre de cuadrillas en ejecución de proyecto mes 2**

PERSONAL	Mes 2																															
	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M			
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
	Horas laboradas por día																															
Cuadrilla 1	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 2	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 3	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 4	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 5	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 6	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 7	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 9	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		
Cuadrilla 10	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8		8	8	8	8	8	8	8	8		

Fuente: elaboración propia.

De lo anterior se obtiene que el total de horas hombre previstas para la ejecución de los trabajos por parte del personal operativo, sería la que se muestra a continuación:

Tabla XII. **Total de horas hombre por cuadrillas de trabajo**

PERSONAL	TOTAL HORAS LABORADAS POR CUADRILLA	INTEGRANTES CUADRILLA	TOTAL HORAS HOMBRE
Cuadrilla 1	376	4	1 504
Cuadrilla 2	376	4	1 504
Cuadrilla 3	376	4	1 504
Cuadrilla 4	376	4	1 504
Cuadrilla 5	376	4	1 504
Cuadrilla 6	376	4	1 504
Cuadrilla 7	376	4	1 504
Cuadrilla 8	376	4	1 504
Cuadrilla 9	376	4	1 504
Cuadrilla 10	376	4	1 504
		<b>TOTAL</b>	<b>15 040</b>

Fuente: elaboración propia.

La programación de trabajo estimada para el personal de supervisión durante 9 semanas aproximadas se muestra a continuación:

Tabla XIII. **Horas hombre de cuadrillas de supervisión de proyecto mes 1**

PERSONAL	MES 1																													
	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Horas laboradas por día																														
Supervisor 1	8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8
Supervisor 2	8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8
Supervisor SISO 1	8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8
Supervisor SISO 2	8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIV. **Horas hombre de cuadrillas de supervisión de proyecto mes 2**

PERSONAL	MES 2																																
	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	M	M	J
	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63
	Horas laboradas por día																																
Supervisor 1	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8	8	8
Supervisor 2	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8	8	8
Supervisor SISO 1	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8	8	8
Supervisor SISO 2	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8			8	8	8	8	8	8	8

Fuente: elaboración propia.

Con base en lo anterior, el total de horas hombre previstas para la ejecución de los trabajos por parte del personal de supervisión es la que se muestra a continuación:

Tabla XV. **Total de horas hombre por cuadrillas de supervisión**

PERSONAL	TOTAL HORAS LABORADAS POR CUADRILLA	INTEGRANTES CUADRILLA	TOTAL HORAS HOMBRE
Supervisor 1	376	1	376
Supervisor 2	376	1	376
Supervisor SISO 1	376	1	376
Supervisor SISO 2	376	1	376
	<b>TOTAL</b>		<b>1 504</b>

Fuente: elaboración propia.

### 3.2.4. **Diseño de red trifásica de 13,2 kV/240/480 V**

El diseño de la red trifásica se hace considerando que dicha red sería construida según normas de Empresa Eléctrica de Guatemala, esto debido a que como se expuesto anteriormente, parte del planteamiento de negocio presentado al cliente, consiste en que a futuro, la infraestructura de dicha red sea propiedad de Empresa Eléctrica de Guatemala.

Esto facilita el trabajo de diseño, debido a que la Empresa Eléctrica de Guatemala cuenta con un amplio desarrollo de normas para la construcción de redes, al igual que manuales técnicos que dan las directrices sobre cómo realizar su construcción, incluyendo de forma muy detallada los materiales por utilizar, su dimensionamiento y otros.

De tal forma, para efectos de la realización del diseño de la red, se necesita inicialmente conocer la capacidad de distribución de la red a la cual se conectará el nuevo tramo de red por construir, recolectar la información de las condiciones en sitio del terreno, verificando las condiciones topográficas del lugar y, posteriormente, definir la ubicación de la línea.

Habiendo definido esto, se procede a hacer la selección de los materiales por utilizar en la línea en base los estudios de homologación y normalización de materiales que han sido realizados por la Empresa Eléctrica de Guatemala.

#### **3.2.4.1. Verificación de capacidad de distribución en red**

Un punto importante dentro del análisis para determinar la viabilidad técnica de la ejecución del proyecto es la verificación de la capacidad de suministro de potencia y energía de la red o circuito a la cual se estará enganchando el nuevo punto de suministro para soportar la demanda que el nuevo proyecto tendrá.

Esto se hace por medio de la verificación del factor de utilización del circuito y de la subestación a los cuales se conectará el nuevo punto de suministro, así como la capacidad de ambos para incorporarles nueva carga, cuyos valores son los siguientes para el caso en análisis:

- Factor de utilización del circuito al que se conectaría la carga

Demanda registrada en circuito: 3,12 MVA

Capacidad del circuito: 7 MVA

Factor de utilización:  $3,12 / 7 = 45 \%$

- Factor de utilización de subestación a la que se conectaría la carga

Demanda registrada en subestación: 6,32 MVA

Capacidad de subestación: 7 MVA

Factor de utilización:  $6,32 / 7 = 90 \%$

Dado que la carga por incorporar se estima en 1 MVA, no sería posible conectar la carga a la red del distribuidor en estas condiciones, puesto que se estaría sobrepasando la capacidad de la subestación, la cual es de 7 MVA.

De tal forma, lo que se plantea es la realización de una transferencia de cargas entre la subestación de conexión de la carga objetivo (denominada subestación Miriam), y una segunda subestación cercana al punto de conexión (denominada subestación Santa Lucía).

Dicha operación implicaría la reubicación de una carga calculada de 0,83 MVA de la subestación Miriam a la subestación Santa Lucía, lo que daría como resultado lo siguiente:

Tabla XVI. **Tablas de descargas asociadas a transferencia de carga de 0,83 MVA**

<b>Descargas de MW:</b>						
Subestación	Circuito	Demanda en circuito	Descarga	Capacidad restante	Nueva carga	Valor final
Santa Lucía	71	3,00		3,00	0,78	3,78
Miriam	235	2,94	0,78	2,16	0,95	3,11
<b>Descargas de MVAR:</b>						
Subestación	Circuito	Demanda en circuito	Descarga	Capacidad restante	Nueva carga	Valor final
Santa Lucía	71	0,01		0,01	0,27	0,28
Miriam	235	1,03	0,27	0,76	0,31	1,07
<b>Descargas de MVA:</b>						
Subestación	Circuito	Demanda en circuito	Descarga	Capacidad restante	Nueva carga	Valor final
Santa Lucía	71	3,00			0,83	0,83
Miriam	235	3,12	0,83		1,00	1,00

Fuente: elaboración propia.

Producto de lo anterior, los valores finales de como quedarían configuradas las cargas en ambas subestaciones serían los siguientes:



Tabla XVII. **Cuadro de transferencias de cargas en las subestaciones involucradas**

Subestación	Capacidad (MVA)	Carga inicial (MW)	Factor utilización inicial	Descarga (MVA)	Carga (MVA)	Nueva carga (MVA)	Carga total (MVA)	Factor utilización final
Santa Lucía	14	11,07	79 %		0,83		11,90	85 %
Miriam	7	6,32	90 %	0,83		1,00	6,49	93 %

Fuente: elaboración propia.

De lo anterior puede observarse que, realizando esta reconfiguración en las cargas asignadas a cada subestación, se puede lograr acoplar la nueva carga de 1 MVA en la subestación Miriam, logrando un factor de utilización del 93 %. A la vez, se incrementaría ese factor para la subestación Santa Lucía de un 79 % a un 85 %, haciendo viable el enganche del proyecto a la red distribución.

#### **3.2.4.2. Levantamiento de datos en sitio**

El levantamiento de datos en sitio consiste en el proceso de reconocimiento del terreno donde se realizará la obra, para conocer si existen factores que sean inconvenientes para la ejecución del proyecto, como por ejemplo, conocer las condiciones de vegetación presentes en sitio, las cuales podrían requerir la planificación de trabajos de poda, hacer una apreciación de las condiciones orográficas del lugar, su facilidad de acceso, disponibilidad de factores necesarios para el desarrollo de los trabajos, como acceso a energía eléctrica.

Para el presente caso la propiedad en donde se realizará el proyecto consiste en una propiedad privada explotada por el ingenio azucarero para la

siembra de caña de azúcar. De tal cuenta, dentro de las consideraciones y alcance del proyecto, se define que el ingenio tendrá a su cargo realizar los trabajos de habilitación de caminos que sean necesarios para la habilitación de la red, por lo que este punto no será abordado por la comercializadora, o por la empresa de construcción que realizará los trabajos en campo.

#### **3.2.4.3. Levantamiento topográfico**

Un aspecto de gran importancia por considerar para el diseño de una red eléctrica es tener el conocimiento de las condiciones de la superficie del terreno sobre el cual se construirá, lo cual se realiza por medio de un estudio topográfico.

Este tipo de estudios forma parte habitual de los trabajos que son realizados por la empresa de construcción que será contratada para la ejecución del proyecto.

Sin embargo, para este caso en particular, este estudio fue omitido, dado que el ingenio azucarero brindó a la empresa constructora planos detallados del terreno donde se construirá el proyecto, motivo por el cual el diseño de la red de media tensión se hará en base a los planos por provistos por el cliente.

#### **3.2.4.4. Selección de materiales**

Con base en las necesidades específicas identificadas para el presente caso, se determina la necesidad de emplear los siguientes materiales para la construcción de la línea de media tensión:

Tabla XVIII. **Aisladores, cortacircuitos y pararrayos**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
AISLADOR CARRIZO BLANCO	153	Unidad
Aislador sint P/15 kV T/COSTA	95	Unidad
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	36	Unidad
PARARRAYOS HEAVY DUTY	81	Unidad
AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN 15/25KV	430	Unidad
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	27	Unidad
PARARRAYOS HEAVY DUTY	27	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIX. **Cable**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
CABLE COBRE No.4	2 458	Metros
CABLE 1/0 ACSR	39 600	Metros
CABLE PARA TIRANTE 5/16"	552	Metros
CABLE ALEC/ALUM.ForaXHHW-2 P/600V 250AWG	180	Unidad
CABLE 1 No 2/0 Y 2 4/0 ENTOR.	20	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Cintas y esferas de señalización**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
CINTA PLASTICA DE 3/4" X 66´	29	Unidad
BALIZAS D SEÑALIZACIÓN	71	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXI. **Conectores y transformadores**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
CONECTOR DE BRONCE TANQUE TRANSFORMADOR	17	Unidad
TRANSFORMADOR DE 37,5 KVA CONV 240/480	6	Unidad
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	3	Unidad
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	6	Unidad
TRANSFORMADOR DE 50 KVA 240/480 V	12	Unidad

Fuente: elaboración propia

Tabla XXII. **Cruceros y postes**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
CRUCERO DE 96"	172	Unidad
POSTE DE CONCRETO DE 40	130	Unidad
Poste de concreto de 13,70 m (45') C750	11	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIII. **Fusibles**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
FUSIBLE DE 6 AMPS "T"	3	Unidad
FUSIBLE DE 10 AMPS "T"	12	Unidad
FUSIBLE DE 65 AMPS "T"	3	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. Herrajes

Material	Cantidad	Unidad de medida
ABRAZADERA SENC. 5 A 7	4	Unidad
PENDIENTE DE ASIG MAT 41	30	Unidad
AMARRADOR EN TANGENTE 1/0	368	Unidad
AMARRADOR EN ANGULO 1/0	24	Unidad
ANCLA 2 OJOS 5/8" X 6"	26	Unidad
ARANDELA REDONDA 9/16"	120	Unidad
ARANDELA CUADRADA 11/16"	876	Unidad
ARGOLLA SIN ROSCA	95	Unidad
BRACES DE 28" GALV.	344	Unidad
CONECTORES RANURADOS	42	Unidad
CONECTOR COMP. WR-159	21	Unidad
CONECTOR COMP. WR-189	238	Unidad
CONECTOR COMP. WR-279	13	Unidad
CONECTOR COMP. WR-399	26	Unidad
CONECTOR COMP. WR419	10	Unidad
Conect.Univer.Perno partido Cable 4 A/W/G	4	Unidad
CONECTORES UNIVERSALES NO. 2	24	Unidad
CUBIERTA PLASTICA C-7	49	Unidad
DISCO PARA ANCLA	26	Unidad
ESTRIBO UNIV. DE 6 A 1/0	134	Unidad
GANCHO DE PASADOR	95	Unidad
GANCHO PARA TIRANTE	50	Unidad
GRAPA ROSCA 2 A 4/0(HOT-LINE)	137	Unidad
GRAPA COBRE T/A P/VARILLA	289	Unidad
GRAPA REMATE ALUM. 2 4/0	95	Unidad
PLANCHAS PARA POSTES DE CONCRETO	120	Unidad
PRENSAS TRIPLES PITIRANTE	50	Unidad
REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	27	Unidad
REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	2	Unidad
REMATE PREFORMADO 5/16"	50	Unidad
Soporte secund. 1 carrizo	153	Unidad
SOPORTE RECTO 5/8" X 6-1/2"	430	Unidad
SOPORTE EXT. PRIMARIA DE 24"	2	Unidad
TORNILLOS DE CARRUAJE 3/8" X 5/8"	344	Unidad
TORNILLOS DE CARRUAJE 1/2 X 6"	8	Unidad
TORNILLOS DE MAQUINA 1/2 X 9"	146	Unidad
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 10"	254	Unidad
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 12"	122	Unidad
TORNILLOS DE MAQUINA 5/8 X 16"	1	Unidad
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 18"	26	Unidad
TORNILLOS DE ROSCA CORRIDA 5/8" X 16"	2	Unidad
TORNILLO R/CORRIDA 5/8" X 18"	52	Unidad
VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	147	Unidad
TERMINACIONES EXTER. P/ 1/0	21	Unidad
TERMINACIONES PARA TERMINACIONES 1/0	21	Unidad
MONTURAS PARA TERMINAC. EXTERIORES P.S.C.	7	Unidad
MONTURA ALUM. 15M3-6 3 TRAF.	4	Unidad
MONTURA ALUM. 6M3-6 3 TRAFDS	1	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXV. Acometida

Material	Cantidad	Unidad de medida
CABLE 3 1/0 URD	2 230	Metros
CABLE COBRE No.4	120	Metros
AISLADOR PRIMARIO 22 KV.	9	Unidad
CONEC. ROSCA No 2/0 KSU 26	9	Unidad
GRAPA COBRE T/A P/VARILLA	5	Unidad
VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	5	Unidad
cinta plástica	12	Unidad

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVI. **Obra civil**

<b>Material</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad de medida</b>
CAJAS TIPO H	48	Unidad
Tubería hg 4" incluye copla hg	19	Unidad
vuelta hg 4"	14	Unidad
tapón hg 4"	7	Unidad
Sacos de cemento Portland 3000psi	1 548	Unidad
Arena de rio	114	Metros cúbicos
Piedrín	114	Metros cúbicos
Tubería pvc 4" x 6mts flexible (corrugado parte interna lisa)	535	Unidad

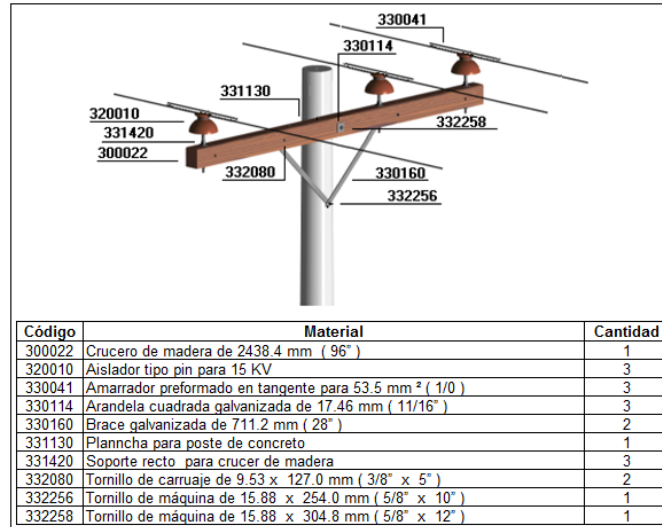
Fuente: elaboración propia.

#### **3.2.4.4.1. Unidades básicas de construcción**

En base a la normativa y manuales técnicos de construcción desarrollados por Empresa Eléctrica de Guatemala, la organización tiene definidos de forma previa, diseños ya establecidos para su empleo en proyectos de construcción de líneas, a los cuales se les denomina unidades básicas de construcción (UBC).

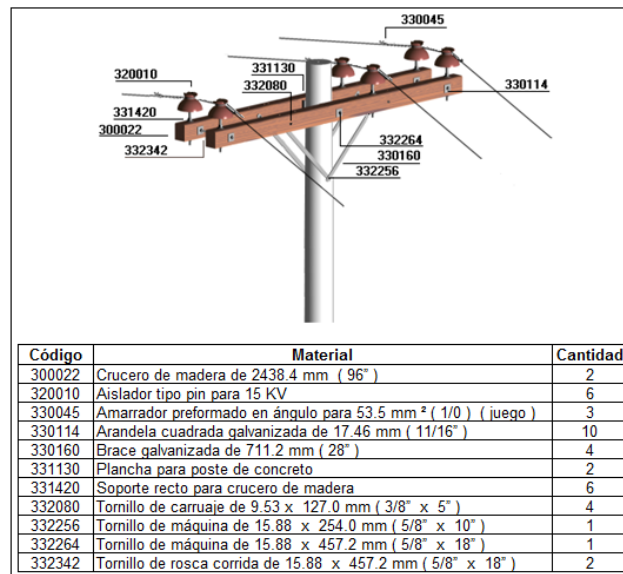
De tal cuenta, dado que la red de media tensión propuesta dentro de este estudio estaría construida según estas normas, el diseño y explosión de materiales considerados para el proyecto están basados en dichos prediseños. A continuación, se muestran las principales unidades básicas de construcción empleadas para el desarrollo de la red eléctrica propuesta:

Figura 33. UBC para tangente de 3 fases (1/0) centrado



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

Figura 34. UBC para ángulo 3 fases (1/0) centrado



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.





### 3.2.4.4.2. Materiales homologados

Una vez determinados los materiales que se requieren para la construcción del proyecto, se tiene que tomar en consideración que parte del planteamiento de negocio, es que la red debe ser construida según estándares de Empresa Eléctrica de Guatemala. De tal cuenta, la selección de proveedores que suplirían los materiales identificados como necesarios se haría en base a la homologación de proveedores, proceso que ya ha sido desarrollado en forma previa por parte de Empresa Eléctrica de Guatemala.

En este proceso, se han identificado proveedores que cumplen con las características técnicas que se demandan de los materiales a utilizar en proyectos de construcción de redes de media tensión. De esta forma se mapean los proveedores que se podrían utilizar para el suministro de materiales para el proyecto, los cuales se detallan a continuación:

**Tabla XXVII. Proveedores homologados – aisladores, cortacircuitos y pararrayos**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
AISLADOR CARRIZO BLANCO	No aplica	ANSI	No aplica	- AB Chance - Santana - Gamma - Terenzinha - Tyco Electronic
Aislador sint P/15 kV T/COSTA	EEGSA NE 04.02.01	Aislador de material polimero	04.02.01.01	- MacLean Power Systems - Salisbury - Ohio Brass - Gamma
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	EEGSA NE 22.00.01	Cortacircuito de media tensión	22.00.01.01	- AB Chance - ABB - Cooper - S&C
PARARRAYOS HEAVY DUTY	EEGSA NE 22.02.01	Pararrayos para media tensión	22.02.01.01	- Ohio Brass - Joslyn - Cooper Power Systems
AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN 15/25KV	No aplica	No aplica	No aplica	- Anderson
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	EEGSA NE 22.00.01	Cortacircuito de media tensión	22.00.01.01	- AB Chance - ABB - Cooper - S&C
PARARRAYOS HEAVY DUTY	EEGSA NE 22.02.01	Pararrayos para media tensión	22.02.01.01	- Ohio Brass - Optima - Joslyn - Cooper Power Systems

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXVIII. Proveedores homologados – alambre y cobre**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CABLE COBRE No.4	EEGSA NE 05.01.01	Conductores desnudos de cobre para bajadas y red de tierra en líneas aéreas de energía eléctrica	05.01.01.01	- Southwire - Phelps Dodge - Alcan - Alcoa - Centelsa - Condumex - Viakon
CABLE 1/0 ACSR	EEGSA NE 05.00.01	Conductores desnudos de aluminio para líneas aéreas de transporte y distribución de energía eléctrica	05.00.01.01	- Southwire - Phelps Dodge - General Cable - Viakon - Condumex - Alcoa - Kobrex Conductores Eléctricos
CABLE PARA TIRANTE 5/16"	EEGSA NE 11.03.01	Cables de acero galvanizado para conductores de guarda y para esfuerzo mecánico en líneas eléctricas aéreas de baja, media y alta tensión	11.03.01.02	- Florida Wire and Cable - Manho Rope - Palme - Chung Woo Rope National Strand - Manshaan - Henan Jiapu Cable - Gongyi Henging Hardware Co.
CABLE ALEC/ALUM.ForaxHHW-2 P/600V 250AWG	No aplica	ASTM	No aplica	- Phelps Dodge - Viakon - Condumex - Alcan
CABLE 1 No 2/0 Y 2 4/0 ENTOR.	EEGSA NE 05.04.01	Conductores de aluminio para red subterránea, aislamiento 600 V	05.04.01.02	- Southwire - Phelps Dodge - Pirelli - Condumex - Alcoa - Viakon

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXIX. Proveedores homologados – cintas y esferas**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CINTA PLASTICA DE 3/4" X 66'	No aplica	No aplica	No aplica	- 3M - Phymouth - Hystik
BALIZAS D SEÑALIZACIÓN	No aplica	No aplica	No aplica	ADF

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXX. Proveedores homologados – conectores y transformadores

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CONECTOR DE BRONCE TANQUE TRANSFORMADOR	No aplica	NEMA	No aplica	- Blackburn - Anderson - Penn Union
TRANSFORMADOR DE 37.5 KVA CONV 240/480	EEGSA NE 16.01.01	Transformadores monofásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión: convencionales y autoprotegidos	No aplica	- ABB - General Electric - Cooper - Howard Industries - Prolec GE - Romagnole - Ermco
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	EEGSA NE 16.01.01	Transformadores monofásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión: convencionales y autoprotegidos	16.01.01.01	- ABB - General Electric - Cooper - Howard Industries - Prolec GE - Romagnole - Ermco - Magnetron
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	EEGSA NE 16.01.01	Transformadores monofásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión: convencionales y autoprotegidos	16.01.01.01	- ABB - General Electric - Cooper - Howard Industries - Prolec GE - Romagnole - Ermco - Magnetron
TRANSFORMADOR DE 50 KVA 240/480 V	EEGSA NE 16.01.01	Transformadores monofásicos sumergidos en aceite para distribución en baja tensión: convencionales y autoprotegidos	16.01.01.02	- ABB - General Electric - Cooper - Howard Industries - Prolec GE - Romagnole - Ermco

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXI. Proveedores homologados – cruceros y postes

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CRUCERO DE 96"	EEGSA NE 03.00.01	Cruceros de madera	03.00.01.02	- Lignum - Impregsa - Ecopostes
POSTE DE CONCRETO DE 40	NE 02.01.01	Postes de concreto, centrifugado armado y pretensado	02.01.01.04	- Prefabricados CIFA - Productos Asaf - Poscret - Guarmesa
Poste de concreto de 13.70 m (45') C750	EEGSA NE 02.01.01	Postes de concreto, centrifugado armado y pretensado	02.01.01.05	- Prefabricados CIFA - Productos Asaf - Poscret - Guarmesa

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXII. Proveedores homologados – fusibles**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
FUSIBLE DE 6 AMPS "T"	EEGSA NE 22.01.01	Elementos fusibles para media tensión	22.01.01.01	- AB Chance - Kearney - Luhfser - Cooper
FUSIBLE DE 10 AMPS "T"	EEGSA NE 22.01.01	Elementos fusibles para media tensión	22.01.01.02	- AB Chance - Kearney - Luhfser - Cooper - Fusibles Andinos
FUSIBLE DE 65 AMPS "T"	EEGSA NE 22.01.01	Elementos fusibles para media tensión	22.01.01.07	- AB Chance - Kearney - Luhfser - Cooper

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXIII. Proveedores homologados – herrajes (A)**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
ABRAZADERA SENC. 5 A 7	EEGSA NE 06.00.01	Abrazaderas de Hierro Galvanizadas por Inmersión en Caliente	06.00.01.01	- Metales de Milpas Altas - Industrias Técnica Metálica - Romagnole
PENDIENTE DE ASIG MAT 41	EEGSA NE 06.00.01	Abrazaderas de Hierro Galvanizadas por Inmersión en Caliente	06.00.01.04	- Metales de Milpas Altas - Romagnole - Imfica
AMARRADOR EN TANGENTE 1/0	EEGSA NE 10.00.01	Amarrador preformado para líneas aéreas con conductores desnudos de aluminio	10.00.01.01	- Preformed Line Products - Dulmison
AMARRADOR EN ANGULO 1/0	EEGSA NE 10.00.01	Amarrador preformado para líneas aéreas con conductores desnudos de aluminio	10.00.01.02	- Preformed Line Product - Dulmison - Iprel
ANCLA 2 OJOS 5/8" X 6"	No aplica	ANSI	No aplica	- Joslyn - AB Chance - Romagnole - Milano
ARANDELA REDONDA 9/16"	No aplica	No aplica	No aplica	- Joslyn - Milano
ARANDELA CUADRADA 11/16"	No aplica	- ANSI - NEMA	No aplica	- Joslyn - AB Chance - Romagnole - Grupo Milpas Altas
ARGOLLA SIN ROSCA	EEGSA NE 10.04.01	Herrajes y accesorios forjados para líneas aéreas de baja, media y alta tensión	10.04.01.02	- Joslyn - AB Chance - MacLean Power Systems - Cooper - Utilities Services CO. - Reliable - Romagnole - Milano

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXIV. Proveedores homologados – herrajes (B)**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
BRACES DE 28" GALV.	EEGSA NE 10.06.01	Piezas férreas diversas, galvanizadas por inmersión en caliente	10.06.01.01	- AB Chance - Joslyn - Industria Técnica Metálica - Grupo Milpas Altas - Romagnole - Imfica - Herrajes Andina
CONECTORES RANURADOS	No aplica	NEMA	No aplica	- Burndy - Anderson
CONECTOR COMP. WR-159	No aplica	Conector a compresión	08.01.01.01	- Blackburn - Burndy - Kearney - Penn Union - Homac
CONECTOR COMP. WR-189	No aplica	Conector a compresión	08.01.01.01	- Blackburn - Burndy - Kearney - Penn Union - Homac
CONECTOR COMP. WR-279	No aplica	Conector a compresión	08.01.01.01	- Blackburn - Burndy - Kearney - Penn Union - Homac
CONECTOR COMP. WR-399	No aplica	Conector a compresión	08.01.01.01	- Blackburn - Burndy - Kearney - Penn Union - Homac
CONECTOR COMP. WR419	No aplica	Conector a compresión	08.01.01.01	- Blackburn - Burndy - Kearney - Penn Union - Homac
Conect.Univer.Perno partido Cable 4 AWG	No aplica	No aplica	No aplica	- Penn Union - Intelli

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXV. Proveedores homologados – herrajes (C)**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CONECTORES UNIVERSALES NO. 2	No aplica	No aplica	No aplica	- Burndy - Penn Union - Intelli
CUBIERTA PLASTICA C-7	No aplica	No aplica	No aplica	- Blackburn - Homac - Burndy - Joslyn
DISCO PARA ANCLA	No aplica	No aplica	No aplica	- AB Chance - Herrajes Andina
ESTRIBO UNIV. DE 6 A 1/0	EEGSA NE 08.02.01	Estribo Universal	08.02.01.01	- AB Chance - Anderson - MacLean
GANCHO DE PASADOR	EEGSA NE 10.04.01	Herrajes y accesorios forjados para líneas aéreas de baja, media y alta tensión	10.04.01.14	- Anderson - Romagnole - Joslyn
GANCHO PARA TIRANTE	EEGSA NE 10.04.01	Herrajes y accesorios forjados para líneas aéreas de baja, media y alta tensión	10.04.01.13	- AB Chance - Joslyn - Cooper - Jumil - Florida Wire and Cable - Utilities Services Co. - Romagnole
GRAPA ROSCA 2 A 4/0(HOT-LINE)	EEGSA NE 08.03.01	Grapa universal de rosca	08.03.01.01	- AB Chance - Joslyn - MacLean
GRAPA COBRE T/IA P/VARILLA	EEGSA NE 17.00.01	Varillas para conexión a tierra	17.00.01.03	Intelli
GRAPA REMATE ALUM. 2 4/0	EEGSA NE 08.06.01	Grapa de suspensión y remate a tornillo para conductores de aluminio y acero	08.06.01.05	- Anderson - American Connectors Electrical - Relia - Ohio Brass - MacLean Power Systems

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXVI. Proveedores homologados – herrajes (D)**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
PLANCHAS PARA POSTES DE CONCRETO	EEGSA NE 10.06.01	Piezas férreas diversas, galvanizadas por inmersión en caliente	10.06.01.02	- AB Chance - Joslyn - Industria Técnica Metálica - Metales de Milpas Altas - Imfica - Herrajes Andina
PRENSAS TRIPLES PITIRANTE	No aplica	NEMA	No aplica	- Joslyn - AB Chance - Romagnole - Imfica
REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	No aplica	No aplica	No aplica	- Preformed Line Products - Iprel - Grid Power Products
REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	No aplica	No aplica	No aplica	- Preformed Line Products - Iprel - Dumilson
REMATE PREFORMADO 5/16"	No aplica	No aplica	No aplica	- Preformed Line Products - Iprel - Dumilson - Grid Power Products
Soporte secund. 1 carrizo	No aplica	- NEMA - ASTM	No aplica	- AB Chance - Romagnole - Milano - Grupo Milpas Altas
SOPORTE RECTO 518" X 6-1/2"	EEGSA NE 34.00.01	Soportes rectos para cruceros de madera y hierro y soportes de extensión primaria	34.00.01.01	- AB Chance - Joslyn - Romagnole
SOPORTE EXT. PRIMARIA DE 24"	EEGSA NE 34.00.01	Soportes rectos para cruceros de madera y hierro y soportes de extensión primaria	34.00.01.04	- AB Chance - Joslyn - Cooper - Industrias Técnica Metálica - Milano

Fuente: elaboración propia.

**Tabla XXXVII. Proveedores homologados – herrajes (E)**

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
TORNILLOS DE CARRUAJE 3/8" X 591	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.06	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Florida Wire and Cable - Industrias Ferrogalvan - Romagnole - International Power Systems - Milano
TORNILLOS DE CARRUAJE 1/2 X 6"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.07	- MacLean Power Systems - AB Chance - Cooper - Florida Wire and Cable - Industrias Ferrogalvan - Romagnole - International Power Systems - Imfica
TORNILLOS DE MAQUINA 1/2 X 9"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.03	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Romagnole - International Power Systems
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 10"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.04	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Industrias Ferrogalvan - Romagnole - Florida Wire and Cable - International Power Systems - Milano

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVIII. Proveedores homologados – herrajes (F)

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 12"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.04	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Industrias Ferrogalvan - Florida Wire and Cable - Power Line - Romagnole - International Power Systems - Milano
TORNILLOS DE MAQUINA 5/8 X 16"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por	07.00.01.04	- AB Chance - Joslyn - Romagnole - International Power Systems
TORNILLO MAQUINA 5/8" X 18"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.04	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Industrias Ferrogalvan - Florida Wire and Cable - Romagnole - International Power Systems
TORNILLOS DE ROSCA CORRIDA 5/8" X 16"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.01	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Florida Wire and Cable - Industrias Ferrogalvan - Romagnole - International Power Systems - Grupo Milpas Altas
TORNILLO R/CORRIDA 5/8" X 18"	EEGSA NE 07.00.01	Tornillos de rosca corrida, de máquina, de carruaje, de ojo y de espiral abierta, de acero, galvanizados por inmersión en caliente	07.00.01.01	- Joslyn - AB Chance - Cooper - Florida Wire and Cable - Romagnole - Industrias Ferrogalvan - International Power Systems - Grupo Milpas Altas

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIX. Proveedores homologados – herrajes (G)

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	EEGSA NE 17.00.01	Varillas para conexión a tierra	17.00.01.01	- Joslyn - Erico/Eritech - Blackburn - Knight Metalcraft - AB Chance - Incesa
TERMINACIONES EXTER. P/ 1/0	EEGSA NE 63.00.01	Materiales y accesorios para líneas subterráneas	63.00.01.06	- 3M
TERMINACIONES PARA TERMINACIONES 1/0	No aplica	No aplica	No aplica	- Burndy - Homac
MONTURAS PARA TERMINAC.EXTERIORES P.S.C.	No aplica	- NEMA - ASTM	No aplica	- Joslyn - Industria Técnica Mecánica - Metales de Milpas Altas
MONTURA ALUM. 15M3-6 3 TRAF.	EEGSA NE 18.00.01	Montura de aluminio para transformadores en poste	18.00.01.06	- Aluma - AB Chance
MONTURA ALUM. 6M3-6 3 TRAFOS	EEGSA NE 18.00.01	Montura de aluminio para transformadores en poste	18.00.01.05	- Aluma - AB Chance

Fuente: elaboración propia.

Tabla XL. Proveedores homologados – acometida y red subterránea

Material	Código norma	Nombre norma	Ficha Técnica No.	Marcas homologadas
CABLE 3 1/0 URD	No aplica	No aplica	No aplica	- Southwire - Phelps Dodge - Pirelli - Viakon - Condumex
CABLE COBRE No.4	EEGSA NE 05.01.01	Conductores desnudos de cobre para bajadas y red de tierra en líneas aéreas de eergia eléctrica	05.01.01.01	- Southwire - Phelps Dodge - Alcan - Alcoa - Centelsa - Condumex - Viakon
AISLADOR PRIMARIO 22 KV.	EEGSA NE 04.00.01	Aisladores de porcelana para líneas aéreas de baja, media y alta tensión	04.00.01.03	- AB Chance - LAPP - Florida Wire and Cable - Gamma - Industrias Casa Blanca - Santana - Terezinha - Tyco Electronics
CONEC. ROSCA No 2/0 KSU 26	No aplica	No aplica	No aplica	- Burndy - Penn Union - Intelli
GRAPA COBRE T/A P/VARILLA	EEGSA NE 17.00.01	Varillas para conexión a tierra	17.00.01.03	Intelli
VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	EEGSA NE 17.00.01	Varillas para conexión a tierra	17.00.01.01	- Joslyn - Erico/Ertech - Blackburn - Knight Metalcraft - AB Chance - Incesa
Cinta plástica	No aplica	No aplica	No aplica	3M

Fuente: elaboración propia.

### 3.2.4.5. Dimensionamiento de bancos de transformadores

La necesidad de instalación de bancos de transformadores es una variable que para el presente proyecto depende de las necesidades en específico del cliente en base al requerimiento de consumos de energía que este tenga para el punto de suministro.

Para el presente caso, el cliente informa que su previsión de consumo de energía está dado en función de su necesidad de alimentar 5 motores eléctricos de 100 HP de potencia, 2 motores de 60 HP, 3 motores de 40 HP y



1 motor de 15 HP, los cuales estarían ubicados en distintas estaciones de trabajo en la finca analizada. La determinación de la potencia en KVA que se requerirá en los transformadores para alimentar este conjunto de motores eléctricos se basa en la siguiente relación:

$$\text{Potencia (en KVA)} = (\text{HP} \times 0,746) / (\text{FP} \times \text{E})$$

Donde:

HP: potencia en caballos de fuerza del motor

FP: factor de potencia

E: eficiencia del motor eléctrico

Basándose en especificaciones para motores construidos en base a normas NEMA, se tienen las siguientes eficiencias para distintos motores en base a su potencia en HP:

Figura 37. **Cuadro de eficiencias para motores eléctricos**

Eficiencias comunes para motores:

Los motores eléctricos construidos según NEMA Diseño B debe cumplir con las eficiencias a continuación:

Power (hp)	Minimum Nominal Efficiency <sup>1)</sup>
1 – 4	78.8%
5 – 9	84.0%
10 – 19	85.5%
20 – 49	88.5%
50 – 99	90.2%
100 – 124	91.7%
> 125	92.4%

<sup>1)</sup> Diseño NEMA B, velocidad Individual 1200, 1800, 3600 RPM. Abierto a prueba de goteo (ODP) o totalmente cerrados enfriado por ventilador (TEFC) motores de 1 hp y más grandes que operan más de 500 horas al año. [Mas detalles...](#)

Fuente: *Eficiencia de un motor eléctrico y los valores más comunes*, Electricaplicada, <https://www.electricaplicada.com/eficiencia-de-un-motor-electrico-y-los-valores-mas-comunes/>.

Consulta: septiembre 2018.

De tal cuenta, en base a lo anterior y considerando un valor de factor de potencia de 0,95, se consideran los siguientes valores para la potencia de los transformadores por ser instalados en la red de media tensión:

Tabla XLI. **Potencia de bancos de transformadores**

Estación	HP del motor	Conversión HP a KVA	Bancos de transformadores necesarios*	Capacidad total (KVA)*	Bancos de transformadores seleccionados**	Capacidad total (KVA)**
Pozo 1	100	85,63	3 x 37,5	112,5	3 x 50	150
Pozo 2	100	85,63	3 x 37,5	112,5	3 x 50	150
Pozo 3	100	85,63	3 x 37,5	112,5	3 x 50	150
Pozo 4	100	85,63	3 x 37,5	112,5	3 x 50	150
Pozo 5	100	85,63	3 x 37,5	112,5	3 x 37,5	112,5
Bombeo 1	60	51,38	3 x 25	75	3 x 25	75
Bombeo 2	60	51,38	3 x 25	75	3 x 25	75
Bombeo 3	40	34,25	3 x 15	45	3 x 25	75
Bombeo 4	95 (40+40+15)	81,35	3 x 37,5	112,5	3 x 37,5	112,5
Bombeo 5						
Pivote						
<b>TOTALES</b>				<b>870</b>		<b>1050</b>

Fuente: elaboración propia.

La última columna de la tabla anterior muestra los valores considerados para ser instalados en la red de media tensión en base a las necesidades indicadas por el cliente. Se hace la observación que en las estaciones denominadas pozos 1 al 4, así como bombeo 3, se reemplazaron transformadores de 37,5 KVA por transformadores de 50 KVA, así como los de 15 KVA por 25 KVA, esto por motivo de las disponibilidades de tales equipos en los inventarios de los proveedores consultados al momento de realización del presente análisis.

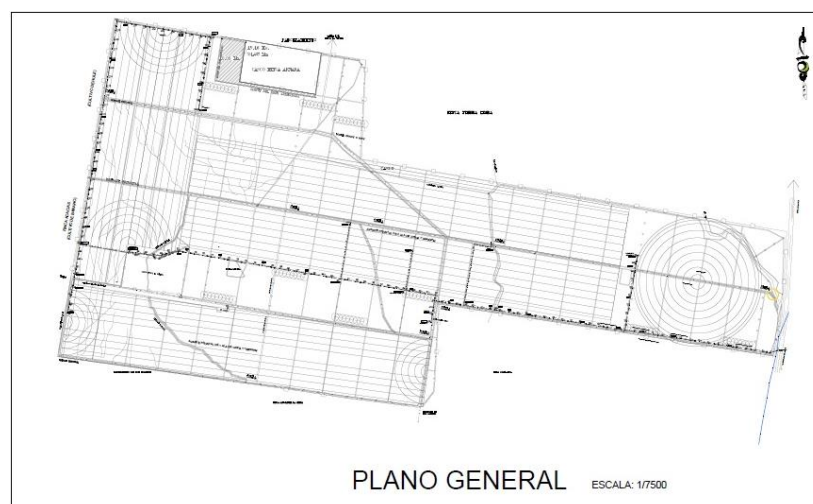
### 3.2.4.6. Aprobación de diseño proyectado

Con las consideraciones realizadas hasta este punto, se procede a realizar un diseño preliminar del proyecto, el cual es presentado para revisión y aprobación por parte de la gerencia general de la empresa de construcción a cargo del proyecto. Una vez que se valida que todas las consideraciones técnicas realizadas son correctas, se procedería a confeccionar los planos finales de construcción.

### 3.2.4.7. Planos finales

Luego que se han validado todas las condiciones técnicas y se cuenta con las aprobaciones correspondientes, se generan los planos finales de construcción del proyecto, el cual para el presente caso se muestra a continuación:

Figura 38. Plano final de red de media tensión



Fuente: Enérgica S.A.

#### **3.2.4.8. Diseño de acometidas**

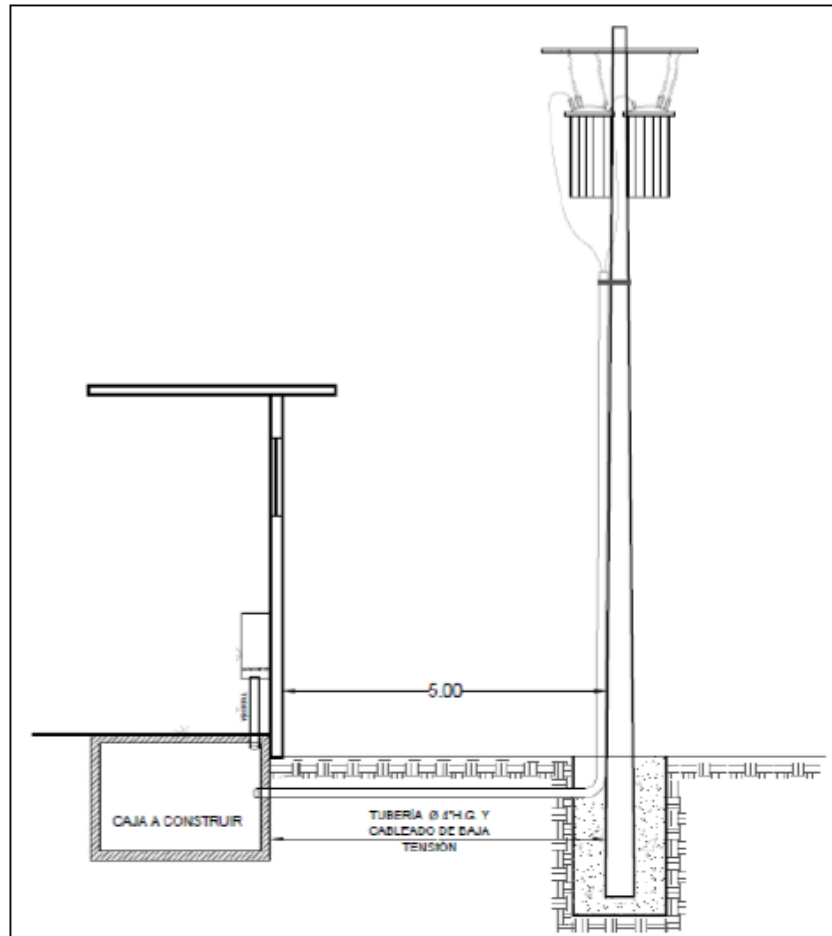
La acometida consiste en el punto de conexión en donde se conectará la carga a la red de suministro eléctrico. Dentro del alcance del proyecto, se contempla la instalación de los bancos de transformadores para las estaciones de bombeo y pozos del ingenio, por lo que se necesitará realizar la instalación de las acometidas eléctricas correspondientes.

Los trabajos consistirán en la instalación de los cables de baja tensión del secundario de cada transformador, hasta el gabinete que contendrá los equipos que serán conectados por el cliente.

El diseño contemplado considera que la distancia de cableado secundario no sobrepase una distancia de 5 metros horizontales, desde el pie del poste hasta el gabinete de entrada de alimentación de corriente.

Se considerará la instalación de bajadas de tubería HG de 4 pulgadas de diámetro desde una altura de 6 metros del poste, así como la instalación de tubería corrugada de polietileno de alta densidad de 4 pulgadas hasta la entrada de la caseta que contendrá los equipos del cliente por conectar a la red de media tensión (distancia máxima de 5 metros).

Figura 39. **Diseño de acometida eléctrica**



Fuente: Enérgica S.A.

### 3.2.4.9. **Diseño de red subterránea**

La necesidad de considerar la construcción de redes subterráneas se da en los puntos de conexión para las estaciones de bombeo y pozos del ingenio, donde se deberá realizar la construcción de tramos de red subterránea para permitir la conexión de los puntos de consumo eléctrico del ingenio, a los postes de la red de media tensión.

Siguiendo los procedimientos definidos en manuales técnicos de Empresa Eléctrica de Guatemala, los trabajos deberán contemplar el zanjeado del terreno para instalar los ductos que contendrán los cables provenientes del secundario de la acometida hacia el punto de consumo, los cuales deberán tener una separación horizontal y vertical de 10 centímetros entre sí. Dichos ductos deberán acomodarse en la zanja de la siguiente forma:

- Los ductos de media tensión se acomodarán en la parte inferior de la zanja y después de ser instalados deberán ser cubiertos con una capa de material de relleno compactado o concreto de 5 000 psi.
- Sobre los ductos de media tensión, se acomodarán los ductos para los servicios de la acometida.
- Por último, se cubre todo con otra capa de material de relleno compactado y otra de concreto de 5 000 psi.

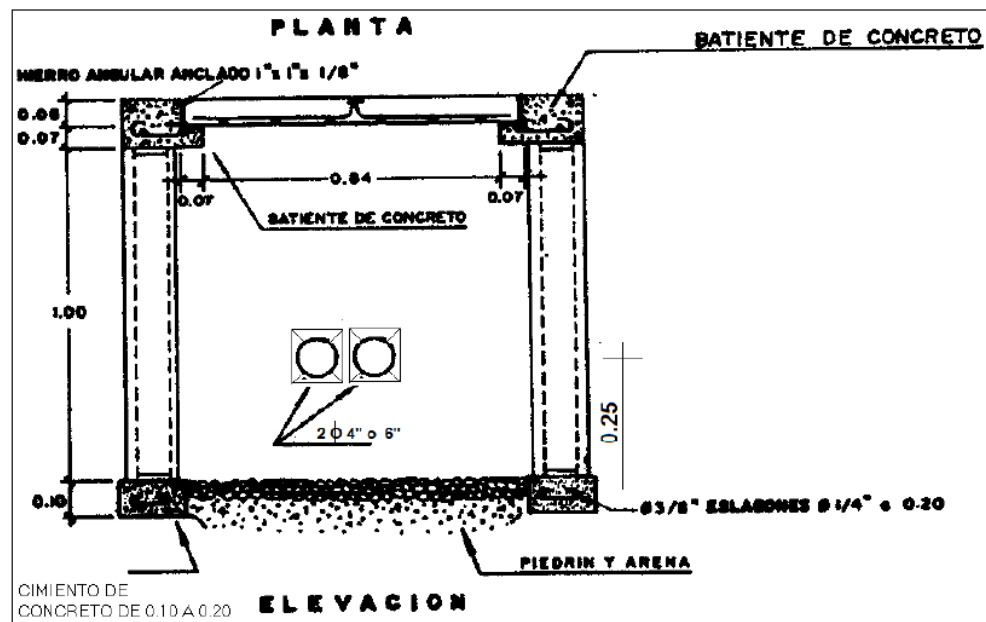
#### **3.2.4.10. Trabajos de obra civil**

El conjunto de trabajos de obra civil para el proyecto comprenderá las actividades necesarias para la construcción de la red subterránea, detallada en el punto anterior, junto con la instalación de cajas de registro tipo H, las cuales consisten elementos estructurales que permiten la canalización de los puntos de conexión, tanto del lado de la carga como del secundario de la acometida a través del zanjeado subterráneo.

Para la construcción de los registros, se considerarán las siguientes especificaciones en seguimiento a las normas de construcción de Empresa Eléctrica de Guatemala:

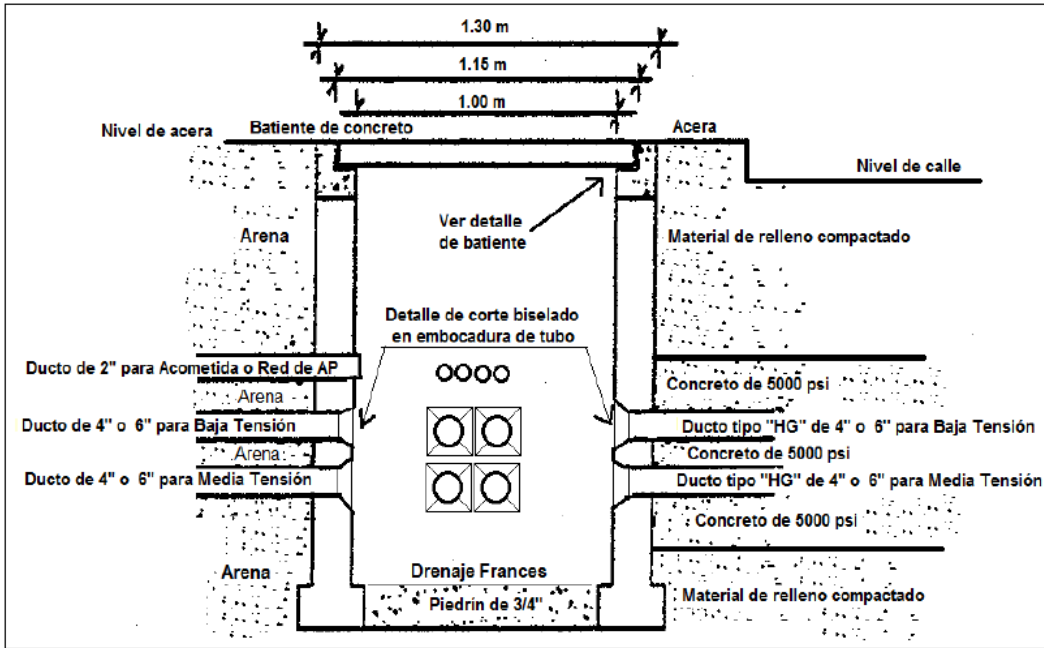
- Materiales: los registros podrán ser contruidos de block de 10 cm., de 15 cm., de ladrillo tayuyo o de hormigón armado.
- Drenaje: en el fondo del registro se deberá construir un drenaje denominado francés, el cual consiste en colocar una capa de 20 cm. de pedrín de 3/4" para permitir el drenaje de agua que pueda acumularse en el fondo del registro.
- Cimentación: se realizará una cimentación y refuerzo de hierro según lo indicado en el diagrama abajo.

Figura 40. Detalle de construcción de registro tipo H



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

Figura 41. Detalle de registro tipo H y canalización con cruce de calle



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala S.A.

### 3.3. Estudio económico

Dentro de los aspectos económicos por considerar para la implementación del proyecto se tienen los costos de construcción de la red de media tensión, de los cuales se hace una estimación, en base a la cual se presentará una oferta económica al cliente. Es decir, al ingenio azucarero que de ser aprobada por este, pasaría a formalizar el proyecto para iniciar su fase de construcción.

Los ingresos de la ejecución del proyecto se darán en base al financiamiento que será otorgado por parte de la comercializadora al ingenio azucarero para la construcción de la red de media tensión, el cual se ha convenido entre ambas partes en un valor anual de 7,5 %.



### **3.3.1. Costos**

Los costos esperados para la ejecución del proyecto corresponden específicamente a la inversión que será necesaria tanto en equipos y materiales, como de la mano de obra necesaria para la construcción de la red de media tensión.

#### **3.3.1.1. Equipos y materiales**

Con base en los requerimientos descritos en las secciones anteriores, se hace una estimación de los costos que implicaría la ejecución del proyecto, desglosando dichos costos entre los principales rubros necesarios de materiales, así como de la mano de obra requerida para la construcción de la red.

##### **3.3.1.1.1. Línea trifásica**

Los costos de materiales para la línea trifásica incluyen los materiales identificados anteriormente para tal efecto, los cuales se han estimado en un total de Q 943 379 16 según se muestra en el siguiente detalle:

Tabla XLII. Costos de línea trifásica

Material	Cantidad	Unidad de medida	Costo total	Material	Cantidad	Unidad de medida	Costo total
AISLADOR CARRIZO BLANCO	153	Unidad	Q1 341,15	Conect.Univer.Perno partido Cable 4 AWG	4	Unidad	Q53,54
Aislador sint P/15 KV T/COSTA	95	Unidad	Q13 705,63	CONECTORES UNIVERSALES NO. 2	24	Unidad	Q477,97
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	36	Unidad	Q 21 879,13	CUBIERTA PLASTICA C-7	49	Unidad	Q291,51
PARARRAYOS HEAVY DUTY	81	Unidad	Q28 447,79	DISCO PARA ANCLA	26	Unidad	Q4 244,95
AISLADOR DE PORCELANA TIPO PIN 15/25KV	430	Unidad	Q18 591,36	ESTRIBO UNIV. DE 6 A 1/0	134	Unidad	Q18 505,26
CORTACIRCUITOS 15 KV. IOOA.	27	Unidad	Q16 409,35	GANCHO DE PASADOR	95	Unidad	Q7 989,69
PARARRAYOS HEAVY DUTY	27	Unidad	Q9 482,60	GANCHO PARA TRANTE	50	Unidad	Q2 280,55
CABLE 1/0 ACSR	39 600	Metros	Q248 540,20	GRAPA ROSCA 2 A 4/0(HOT-LINE)	137	Unidad	Q16 285,10
CABLE PARA TIRANTE 5/16"	552	Metros	Q3 313,11	GRAPA COBRE T/A P/VARILLA	289	Unidad	Q7 999,19
CABLE ALECI/ALUM.ForaXHHW-2 P/600V 250AWG	180	Unidad	Q4 294,87	GRAPA REMATE ALUM. 2 4/0	95	Unidad	Q7 125,88
CINTA PLASTICA DE 3/4" X 66"	29	Unidad	Q311,10	PLANCHAS PARA POSTES DE CONCRETO	120	Unidad	Q1 355,67
BALIZAS D SENALIZACION	71	Unidad	Q54 976,16	PRESAS TRIPLES PITRANTE	50	Unidad	Q4 140,23
CRUCERO DE 96"	172	Unidad	Q33 047,77	REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	27	Unidad	Q657,05
POSTE DE CONCRETO DE 40	130	Unidad	Q273 434,30	REMATE PREFORMADO 1/0 ACSR	2	Unidad	Q155,04
Poste de concreto de 13.70 m (45') C750	11	Unidad	Q28 502,53	REMATE PREFORMADO 5/16"	50	Unidad	Q1 164,54
FUSIBLE DE 6 AMPS "T"	3	Unidad	Q103,10	Soporte secund. 1 carrizo	153	Unidad	Q4 393,03
FUSIBLE DE 10 AMPS "T"	12	Unidad	Q195,19	SOPORTE RECTO 5/8" X 6-1/2"	430	Unidad	Q13 766,12
FUSIBLE DE 65 AMPS "T"	3	Unidad	Q142,43	SOPORTE EXT. PRIMARIA DE 24"	2	Unidad	Q259,13
ABRAZADERA SENC. 5 A 7	4	Unidad	Q250,42	TORNILLOS DE CARRUAJE 3/8"X 5/91	344	Unidad	Q1 059,56
PENDIENTE DE ASIG MAT 41	30	Unidad	Q1 938,26	TORNILLOS DE CARRUAJE 1/2 X 6"	8	Unidad	Q82,02
AMARRADOR EN TANGENTE 1/0	368	Unidad	Q7 189,08	TORNILLOS DE MAQUINA 1/2 X 9"	146	Unidad	Q1 298,27
AMARRADOR EN ANGULO 1/0	24	Unidad	Q595,43	TORNILLO MAQUINA 5/8" X 10"	254	Unidad	Q3 223,17
ANCLA 2 OJOS 5/8" X 6"	26	Unidad	Q2 910,96	TORNILLO MAQUINA 5/8" X 12"	122	Unidad	Q1 782,35
ARANDELA REDONDA 9/16"	120	Unidad	Q97,47	TORNILLOS DE MAQUINA 5/8 X 16"	1	Unidad	Q25,53
ARANDELA CUADRADA 11/16"	876	Unidad	Q4 620,18	TORNILLO MAQUINA 5/8" X 18"	26	Unidad	Q612,69
ARGOLLA SIN ROSCA	95	Unidad	Q3 654,63	TORNILLOS DE ROSCA CORRIDA 5/8" X 16"	2	Unidad	Q72,32
BRACES DE 28" GALV.	344	Unidad	Q11 814,83	TORNILLO R/CORRIDA 5/8" X 18"	52	Unidad	Q1 322,47
CONECTORES RANURADOS	42	Unidad	Q907,33	VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	147	Unidad	Q17 552,87
CONECTOR COMP. WR-159	21	Unidad	Q109,21	TERMINACIONES EXTER. P/ 1/0	21	Unidad	Q10 982,95
CONECTOR COMP. WR-189	238	Unidad	Q1 315,51	TERMINACIONES PARA TERMINACIONES 1/0	21	Unidad	Q469,39
CONECTOR COMP. WR-279	13	Unidad	Q112,56	MONTURAS PARA TERMINAC.EXTERIORES P.S.C.	7	Unidad	Q6 151,33
CONECTOR COMP. WR-399	26	Unidad	Q208,98	MONTURA ALUM. 15M3-6 3 TRAF.	4	Unidad	Q13 521,97
CONECTOR COMP. WR419	10	Unidad	Q109,28	MONTURA ALUM. 6M3-6 3 TRAFOS	1	Unidad	Q1 525,61

TOTAL Q943 379,16

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.1.1.2. Transformadores

Los costos de materiales para equipo de transformadores se han estimado con base en las necesidades previamente identificadas para el proyecto en un valor de Q 554 041,35 de acuerdo con lo indicado a continuación:

Tabla XLIII. Costos de transformadores

Material	Cantidad	Unidad de medida	Costo total
CONECTOR DE BRONCE TANQUE TRANSFORMADO	17	Unidad	Q494,03
TRANSFORMADOR DE 37.5 KVA CONV 240/480	6	Unidad	Q118 617,28
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	3	Unidad	Q39 539,09
TRANSFORMADOR DE 25 KVA CONV 240/480	6	Unidad	Q79 078,19
TRANSFORMADOR DE 50 KVA 240/480 V	12	Unidad	Q316 312,75

TOTAL Q554 041,35

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.1.1.3. Acometidas

Los costos de materiales para acometidas incluyen los materiales identificados anteriormente para tal efecto, los cuales se han estimado en un total de Q 64 737,22 con base en lo indicado en la siguiente tabla:

Tabla XLIV. **Costos de acometidas**

Material	Cantidad	Unidad de medida	Costo total
CABLE COBRE No.4	2 548	Metros	Q62 735,73
AISLADOR PRIMARIO 22 KV.	9	Unidad	Q573,88
CONEC. ROSCA No 2/0 KSU 26	9	Unidad	Q563,44
GRAPA COBRE T/A P/VARILLA	5	Unidad	Q138,39
VARILLAS PARA CONEXION A TIERRA	5	Unidad	Q597,04
cinta plástica	12	Unidad	Q128,73
<b>TOTAL</b>			<b>Q64 737,22</b>

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.1.1.4. Red subterránea

Los materiales considerados como necesarios para la construcción de la red subterránea del proyecto se estiman en Q 710 675,60 de acuerdo con el siguiente detalle:

Tabla XLV. **Costos de red subterránea**

Material	Cantidad	Unidad de medida	Costo total
CABLE 1 No 2/0 Y 2 4/0 ENTOR.	330	Unidad	Q15 601,64
CABLE 3 1/0 URD	2 230	Metros	Q367 826,31
CAJAS TIPO H	48	Unidad	Q78 796,17
Tubería hg 4" incluye copla hg	19	Unidad	Q22 547,00
vuelta hg 4"	14	Unidad	Q3 916,46
tapón hg 4"	7	Unidad	Q1 035,56
Sacos de cemento Portland 3000psi	548	Unidad	Q115 934,79
Arena de rio	114	Metros cúbicos	Q6 613,81
Piedrín	114	Metros cúbicos	Q30 062,79
Tubería pvc 4"x6mts flexible corrugado parte interna lisa	535	Unidad	Q68 341,06

**TOTAL Q710 675,60**

Fuente: elaboración propia.

### 3.3.1.2. Mano de obra

El total de mano de obra para las distintas cuadrillas que tendrá bajo su responsabilidad la ejecución, así como la supervisión del proyecto está estimada en un total de Q 1 169 701,72 según el detalle que sigue:

Tabla XLVI. **Costos de mano de obra**

Tipo de personal	Cantidad	Dias de trabajo efectivo	Horas de trabajo por día	Costo por hora	Total horas hombre	Costo total de personal
Linieros	40	47	8	Q66,90	15 040	Q1 006 195,03
Supervisores	2	47	8	Q100,35	752	Q75 464,63
Supervisores SISO	2	47	8	Q117,08	752	Q88 042,06

**TOTAL Q 1 169 701,72**

Fuente: elaboración propia.

A partir de la información indicada en los puntos anteriores, se muestra a continuación el flujo de caja del proyecto en su totalidad, a efecto de verificar la viabilidad económica del mismo:

Tabla XLVII. **Flujo de caja del proyecto**

Mes	Flujo de caja proyecto	Mes	Flujo de caja proyecto	Mes	Flujo de caja proyecto
0	Q (3 442 535,05)	13	Q 107 084,25	26	Q 107 084,25
1	Q 107 084,25	14	Q 107 084,25	27	Q 107 084,25
2	Q 107 084,25	15	Q 107 084,25	28	Q 107 084,25
3	Q 107 084,25	16	Q 107 084,25	29	Q 107 084,25
4	Q 107 084,25	17	Q 107 084,25	30	Q 107 084,25
5	Q 107 084,25	18	Q 107 084,25	31	Q 107 084,25
6	Q 107 084,25	19	Q 107 084,25	32	Q 107 084,25
7	Q 107 084,25	20	Q 107 084,25	33	Q 107 084,25
8	Q 107 084,25	21	Q 107 084,25	34	Q 107 084,25
9	Q 107 084,25	22	Q 107 084,25	35	Q 107 084,25
10	Q 107 084,25	23	Q 107 084,25	36	Q 107 084,25
11	Q 107 084,25	24	Q 107 084,25		
12	Q 107 084,25	25	Q 107 084,25		

Fuente: elaboración propia.

Los datos en la tabla anterior incluyen el costo de inversión inicial del proyecto, calculado en un valor de Q3 442 535,05, que comprende la suma de los costos descritos de la tabla XLII hasta la tabla XLVI, así como los flujos esperados como pago por parte del cliente durante un período de 36 meses, los cuales ascienden a un valor de Q107 084,25 mensuales.

Para los datos indicados en la tabla XLVII, se procede a realizar el cálculo del valor actual neto (VAN), considerando una tasa de interés de 7,5 % anual (o 0,625 % mensual), que es la que se estará ofreciendo al cliente dentro del marco del proyecto, obteniendo un VAN igual a cero.

Igualmente considerando los flujos de la tabla XLVI, al aplicar el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR), se obtiene una TIR de 0,625 % mensual, que coincide con la tasa de interés que se ofrecerá al cliente final.

Con base en los resultados obtenidos para los dos criterios antes mencionados, VAN y TIR, se considera que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero.

## **4. PROPUESTA DE NUEVO ESQUEMA DE NEGOCIOS**

### **4.1. Planteamiento del nuevo esquema de negocios**

Para la empresa comercializadora de energía eléctrica, el nuevo esquema de negocios planteado es el de obtener nuevos grandes usuarios para su curva de carga que actualmente no figuren dentro del mercado mayorista de electricidad nacional.

Estos grandes usuarios serían específicamente puntos de suministro de energía eléctrica para sistemas de riego de plantaciones de caña en ingenios azucareros. Con lo anterior, se estaría explotando un nuevo nicho de mercado, uno en el cual no se tiene competencia por parte de ningún otro comercializador de energía.

Este esquema de negocio tiene como beneficio, por una parte la rentabilidad directa por concepto de la venta de potencia y energía a los nuevos puntos de suministro para la comercializadora, y por otra también representa un beneficio para varias de las empresas que pertenecen al grupo corporativo de la comercializadora, ya que una de las empresas del grupo tendrán a su cargo la ejecución de los trabajos de construcción de la red.

Otra de las empresas estará a cargo del abastecimiento de materiales y, por último, la empresa de distribución obtendrá el beneficio de facturación de nuevo VAD (valor agregado de distribución).

#### **4.1.1. Alcance del nuevo esquema de negocios**

El alcance de este esquema de negocios considera tres aspectos principales, el primero la formalización de un contrato entre la comercializadora de energía eléctrica y el ingenio azucarero, por concepto de la construcción de una línea de media tensión. Para ello considera el suministro de todos los materiales necesarios, desde conductores primarios, postes de concreto, transformadores, cruceros, aislamientos, herrajes, mediciones primarias, así como la mano de obra necesaria para la construcción del proyecto.

Para tal efecto, la comercializadora de electricidad estaría subcontratando a una empresa tercera, para que esta última realice los trabajos de construcción de la nueva red de media tensión.

El segundo aspecto consiste en la firma de otro contrato por concepto de trabajos de mantenimiento preventivo de la red de media tensión, una vez finalizada su construcción.

El tercer elemento del alcance consiste en suscribir un contrato adicional con las condiciones convenidas para el suministro de potencia y energía a los puntos de consumo del cliente.

#### **4.2. Propuesta de contrato de construcción de red de media tensión y de compraventa de potencia y energía**

Como punto de partida para concretar la propuesta de negocio planteada al ingenio, se procederá a elaborar un contrato por parte de los asesores jurídicos de la empresa comercializadora, contrato cuyo objeto es plasmar las



distintas consideraciones a las cuales se comprometerán las partes dentro del proyecto, las cuales se describen a continuación.

#### **4.2.1. Objeto del contrato**

Se establece como objeto del contrato que la comercializadora de energía eléctrica hará las gestiones necesarias para la construcción de una extensión de línea, consistente en una red de mediana tensión, cuyo objeto final será el transporte y suministro de potencia y energía eléctrica al sistema de riego del ingenio.

Adicionalmente se solicitará y coordinará el enganche de la red de media tensión a las redes de la corporación de Empresa Eléctrica de Guatemala, conforme los procedimientos y normas establecidas para tal efecto.

#### **4.2.2. Alcance del proyecto de extensión de línea en interior de finca**

El alcance del proyecto por parte del comercializador incluye la realización de las gestiones necesarias para la construcción de la extensión de línea de media tensión para el enganche de los puntos de suministro del ingenio, considerando los siguientes elementos como parte del proyecto de construcción de dicha línea:

- Construcción de 8 730 metros de línea aérea interna trifásica de 13,2 kV y 1 720 metros de red subterránea interna.
- Conductores primarios calibre 1/0 ACSR.

- Postes de concreto de 40 y 45 pies.
- Transformadores monofásicos convencionales de 25, 37,5 y 50 KVA para formar bancos trifásicos 240/480 V, todos bajo homologación de Empresa Eléctrica de Guatemala.
- Balizas de señalización cada 200 metros.
- Cruceos de madera y aislamiento con su respectivo herraje.
- Instalación de tierras físicas para la línea de distribución.
- Anclaje a postes según sea necesario.
- Acompañamiento para gestionar punto de entrega y conexión a red de Empresa Eléctrica de Guatemala.
- Gestionar el suministro de medición primaria en punto de entrega.
- Red subterránea, incluyendo bajadas primarias, tubería y cable URD de 15 kV.
- Nueve acometidas subterráneas desde secundario de transformadores hasta entrada de variadores de acuerdo con diseño propuesto.

Por parte del ingenio azucarero el alcance del proyecto incluye lo siguiente:

- Abrir caminos para construcción de la red trifásica acorde con las rutas definidas en las extensiones de línea del proyecto.

- Construir casetas que contendrán los motores, las cuales no deberán ubicarse a más de 5 metros de cada banco de transformación acorde al diseño presentado.
- Construir casetas y obra civil para la ubicación de los transformadores.
- Construir la acometida eléctrica desde la red al banco de transformadores.
- Instalar recubrimiento de concreto a la tubería de hierro galvanizado subterránea.
- Gestionar con los propietarios de la finca los permisos, autorizaciones y licencias necesarias para la efectiva ejecución del proyecto.
- Realizar los pagos por trámites, gestiones, derechos de conexión requeridos por autoridad competente.

Como obligaciones de ambas partes se considerarían las siguientes:

- La realización de desrames será por cuenta del ingenio cuando sean efectuados con fines de construcción de la red de media tensión, y serán por cuenta de la comercializadora de energía cuando sean requeridas durante la operación y mantenimiento de la red posterior a su construcción.
- Finalizado el proceso de construcción de la red de media tensión, las partes deberán registrar como gran usuario al punto de suministro del sistema de riego del ingenio, para lo cual este entregará toda la

información y documentación que sea necesaria para realizar este proceso.

#### **4.2.3. Plazo de construcción de la red de media tensión**

Para el presente caso, se tiene una estimación de 9 semanas para la construcción de la red propuesta, las cuales incluyen la totalidad de los trabajos por realizar en sitio. Sin embargo, no se incluyen tiempos de abastecimiento de materiales, dado que están fuera del control de la comercializadora, al depender de la disponibilidad de inventario por parte de los proveedores seleccionados, así como de los tiempos de importación que apliquen para los materiales que no se encuentren en inventario, por parte de los proveedores locales seleccionados para el suministro de materiales.

#### **4.2.4. Valor de construcción de la red de media tensión**

El valor total estimado como precio de venta al cliente por la construcción de la red es de Q3 855 032,87, monto para el cual se propone dentro del esquema de negocio considerado, que la comercializadora de electricidad hará la inversión inicial por la totalidad del costo estimado de la obra.

#### **4.2.5. Forma de pago de la red construida**

El proyecto será ejecutado con un financiamiento proporcionado por parte de la comercializadora eléctrica al ingenio azucarero, considerando una tasa de interés del 7,5 % anual durante un plazo de 36 meses. Los pagos se realizarían consecutivamente de forma mensual a partir del mes inmediato siguiente luego de la entrega final del proyecto al cliente.

El esquema de amortización por considerar sería el siguiente:

- Cuota mensual por pagar

$$\text{Cuota} = (\text{interés} \times \text{total por financiar}) / (1 - (1 + \text{interés})^{-\text{plazo}})$$

Interés = 7,5 % anual, 0,625 % mensual

Total por financiar = costo estimado del proyecto de Q3 442 535,05

Plazo = 36 meses

A partir de lo anterior se obtiene el siguiente cuadro de amortización de la inversión del proyecto:

Tabla XLVIII. Cuadro de amortización a 36 meses

Mes	Capital pendiente	Cuota mes	Interés	Amortización
0	Q3 855 032,87	Q0,00	Q0,00	Q0,00
1	Q3 747 948,62	Q107 084,25	Q24 093,25	Q82 990,29
2	Q3 640 864,37	Q107 084,25	Q23 424,68	Q83 659, 57
3	Q3 533 780,13	Q107 084,25	Q22 755,40	Q84 328,84
4	Q3 426 695,88	Q107 084,25	Q22 086,13	Q84 998,12
5	Q3 319 611,64	Q107 084,25	Q21 416,85	Q85 667,40
6	Q3 212 527,39	Q107 084,25	Q20 747,57	Q86 336,67
7	Q 3 105 443,14	Q107 084,25	Q20 078,30	Q87 005,95
8	Q2 998 358,90	Q107 084,25	Q19 409,02	Q87 675,23
9	Q2 891 274,65	Q107 084,25	Q18 739,74	Q88 344,50
10	Q2 784 190,40	Q107 084,25	Q18 070,47	Q89 013,78
11	Q2 677 106,16	Q107 084,25	Q17 401,19	Q89 683,06
12	Q2 570 021,91	Q107 084,25	Q16 731,91	Q90 352,33
13	Q2 462 937,66	Q107 084,25	Q16 062,64	Q91 021,61
14	Q2 355 853,42	Q107 084,25	Q15 393,36	Q91 690,89
15	Q2 248 769,17	Q107 084,25	Q14 724,08	Q92 360,16
16	Q2 141 684,93	Q107 084,25	Q14 054,81	Q93 029,44
17	Q2 034 600,68	Q107 084,25	Q13 385,53	Q93 698,72
18	Q1 927 516,43	Q107 084,25	Q12 716,25	Q94 367,99
19	Q1 820 432,19	Q107 084,25	Q12 046,98	Q95 037,27
20	Q1 713 347,94	Q107 084,25	Q11 377,70	Q95 706,55
21	Q1 606 263,69	Q107 084,25	Q10 708,42	Q96 375,82
22	Q1 499 179,45	Q107 084,25	Q10 039,15	Q97 045,10
23	Q1 392 095,20	Q107 084,25	Q9 369,87	Q97 714,37
24	Q1 285 010,96	Q107 084,25	Q8 700,60	Q98 383,65
25	Q1 177 926,71	Q107 084,25	Q8 031,32	Q99 052,93
26	Q1 070 842,46	Q107 084,25	Q7 362,04	Q99 722,20
27	Q963 758,22	Q107 084,25	Q6 692,77	Q100 391,48
28	Q856 673,97	Q107 084,25	Q6 023,49	Q101 060,76
29	Q749 589,72	Q107 084,25	Q5 354, 21	Q101 730,03
30	Q642 505,48	Q107 084,25	Q4 684,94	Q102 399,31
31	Q535 421,23	Q107 084,25	Q4 015,66	Q103 068,59
32	Q428 336,99	Q107 084,25	Q3 346,38	Q103 737,86
33	Q321 252,74	Q107 084,25	Q2 677,11	Q104 407,14
34	Q214 168,49	Q107 084,25	Q2 007,83	Q105 076,42
35	Q107 084,25	Q107 084,25	Q1 338,55	Q105 745,69
36	Q0,00	Q107 084,25	Q669,28	Q106 414,97

Fuente: elaboración propia.

#### **4.2.6. Potencia, energía suministrada y precios de la electricidad**

La propuesta contractual especificará las condiciones en las cuales se entregará la potencia y energía entre las partes, así como los precios que aplicarán por estas transacciones, lo anterior en un esquema de contrato denominado *back to back*. Este consiste en que la comercializadora de energía eléctrica comprará la potencia y energía en las cantidades necesarias para abastecer los puntos de suministro del sistema de riego al ingenio azucarero. Este es un generador de electricidad debidamente habilitado para realizar transacciones en el mercado mayorista.

Seguidamente, la comercializadora venderá dicha potencia y energía al ingenio, habiendo llevado a cabo las gestiones necesarias para la realización de las transacciones de compra venta en el mercado mayorista, por lo cual obtendrá un valor de gestión como margen de ganancia. Lo anterior se describe en detalle a continuación.

##### **4.2.6.1. Potencia y energía suministrada**

El ingenio azucarero deberá entregar a la comercializadora, previa verificación de su disponibilidad, una potencia equivalente a la demanda firme de los grandes usuarios del sistema de riego y una energía equivalente a la que demandarán los mismos.

En caso de no tener una disponibilidad para el cubrimiento de la potencia y energía, esta debería ser suplida por la comercializadora, obteniéndola y gestionándola desde el mercado de oportunidad del mercado mayorista.

#### **4.2.6.2. Precios de la potencia y energía suministrada**

Los precios de la potencia y energía suministrada considerados serían los siguientes:

- Precio de la potencia a grandes usuarios del sistema de riego (PPGUSR)

Será el valor del precio de la potencia del ingenio al comercializador (PPIng), multiplicada por un valor de gestión acordado del 3 %.

$$PPGUSR = PPIng * (1,03) \$/kW\text{-mes}$$

Para la fórmula anterior el valor PPIng será definido en su momento por el ingenio azucarero. Cuando el ingenio no disponga de oferta firme para cubrir la demanda firme de los grandes usuarios, el valor de referencia de la potencia por facturar será el acordado entre las partes, tomando como referencia el precio de mercado.

A partir de la fórmula anterior, se obtiene el valor de potencia por facturar a los grandes usuarios, el cual sería el siguiente:

$$PPFac = PPGUSR * Demf$$

Donde:

PPFac = precio de potencia por facturar.

PPGUSR = precio de la potencia a grandes usuarios del sistema de riego del ingenio.



Demf = demanda firme designada por el AMM para el punto de suministro en cuestión.

- Precio de la energía a grandes usuarios del sistema de riego (PEGUSR)

Será el valor del precio de la energía del ingenio al comercializador (PEing), multiplicada por un valor de gestión acordado del 3 %.

$$\text{PEGUSR} = \text{PEing} * (1,03) \text{ \$/kWh}$$

Para la fórmula anterior el valor PEing será definido en su momento por el ingenio azucarero. El valor por facturar a los grandes usuarios por concepto de energía será:

$$\text{PEFac} = \text{PEGUSR} * \text{kWh}$$

Donde:

PEFac = precio de la energía por facturar.

PEGUSR = precio de la energía a grandes usuarios del sistema de riego del ingenio azucarero.

kWh = energía registrada en los equipos de medición para el período de facturación.

- Energía complementaria (PECOMPL)

El precio de la energía complementaria, es decir la energía no suministrada por la central, pero consumida por los grandes usuarios del sistema de riego, será facturada al valor del precio SPOT de la energía

correspondiente a la hora de utilización, multiplicada por el valor de la gestión que corresponde a un 3 %.

$$\text{PECOMPL} = (\text{SPOT horario}) * 1,03 \text{ \$/kWh}$$

El valor por facturar a los grandes usuarios para la energía complementaria sería entonces:

$$\text{PECFac} = \text{PECOMPL} * \text{kWh}$$

Donde:

PECFac = precio de la energía complementaria por facturar.

PECOMPL = precio de la energía complementaria.

kWh = energía registrada en los equipos de medición para el período de facturación.

Los precios antes indicados de potencia y energía no incluyen el impuesto al valor agregado (IVA), ni los cargos a terceros correspondientes del mercado mayorista de electricidad, como son por ejemplo los cargos de peajes, servicios complementarios, VAD del sistema de distribución, desvíos de potencia, ajustes por pérdidas de energía en sistema de transmisión.

#### **4.2.6.3. Plazo del contrato en cuanto a compra venta de energía**

En cuanto a este punto, el plazo propuesto para la duración del contrato de abastecimiento de potencia y energía es de tres años y medio, contado a partir de la fecha de conexión de los puntos de suministro a la red de distribución.

Dicho plazo podría ser prorrogado por un plazo adicional, lo cual debería hacerse por escrito y de mutuo acuerdo entre las partes con antelación a la fecha prevista para la terminación del contrato.

#### **4.2.6.4. Legislación aplicable y solución de controversias**

Se propone que el contrato propuesto sea regido por las leyes de la República de Guatemala, y que en el evento que surgieran diferencias entre las partes por razón del contrato, se busque un arreglo directo entre ambas. Si por el contrario no se llegara a dicho arreglo directo, se propone que las diferencias se resuelvan mediante arbitraje de derecho de conformidad con el Reglamento de Conciliación y Arbitraje de la Comisión de Resolución de Conflictos de la Cámara de Industria de Guatemala (CRECIG).

Dicho arbitraje sería administrado por la CRECIG y se llevaría en la sede de esta en la ciudad de Guatemala, por medio de un tribunal compuesto de un árbitro, nombrado de conformidad con el reglamento de la CRECIG. El resultado de dicho arbitraje debería ser inimpugnable y ser cumplido por las partes.

#### **4.2.6.5. Eventos eximentes de responsabilidad**

Para el contrato a suscribir entre las partes por la construcción de la red de media tensión, se propone el considerar la inclusión de un apartado que especifique los eventos eximentes de responsabilidad para cada una de las partes.

Para tal efecto, se considera como un evento eximente de responsabilidad cualquier evento, circunstancia o combinación de eventos y circunstancias fuera del control razonable de la parte que lo invoca, que afecte de manera sustancial y adversa el cumplimiento de sus obligaciones derivadas del contrato por suscribir, y que no sea su responsabilidad o negligencia.

Dentro de los eventos eximentes de responsabilidad por incluir dentro del contrato se consideran los siguientes:

- Eventos políticos que ocurran dentro o directamente que involucren a Guatemala, incluyendo por ejemplo actos bélicos, revoluciones, motines, insurrecciones, huelgas o paros laborales a nivel nacional o regional que involucren sindicatos de la actividad propia de las partes o contratistas asociados, eventos de conflictividad social que impidan el desarrollo del proyecto.
- Otros eventos de naturaleza no política, como por ejemplo eventos naturales fuera del control de las partes, como fuego, terremotos, erupciones volcánicas, explosiones o contaminación química que no sea resultado de un acto de guerra, accidentes o sucesos eventuales que de forma involuntaria resulten en daño para las personas o cosas.

#### **4.3. Estimación de costos esperados por consumo eléctrico de estaciones de bombeo tras enganche a red de media tensión**

La estimación de costos por concepto del consumo de energía eléctrica para el punto de suministro puede hacerse de dos maneras, la primera evaluando datos históricos de los consumos de energía en el punto, y la

segunda, haciendo una serie de suposiciones sobre las condiciones bajo las cuales operará la red de media tensión.

Para este caso se tomará la segunda opción, ya que para el punto de suministro en cuestión, no existen datos históricos de consumo de energía, al ser una nueva red que será construida para tal efecto.

De tal forma el cálculo presentado se hace tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se hace el cálculo para dos escenarios, el primero para la época de zafra y el segundo para la época de no zafra. Esto se hace de esta forma dado que el comportamiento de necesidad de riego en un ingenio está dado en función de la época del año en que se esté haciendo el análisis, de tal manera que en la época de zafra, hay una alta necesidad de riego de las siembras y, por ende, habrá un alto consumo de energía, mientras que en la época de no zafra, se limitará el uso de los equipos para que cumplan únicamente con el requisito del mercado mayorista de electricidad, de tener un consumo mínimo mensual de 100 kW de potencia.
- Con base en información proporcionada por el ingenio azucarero, se estima un factor de utilización de 67 % para las estaciones del sistema de riego que se implementará con este proyecto, dato aproximado y calculado por parte de ellos, en base a estimaciones hechas a partir de estadísticas de otras fincas explotadas por ellos para la siembra de caña de azúcar.
- El cálculo de la energía mensual que se espera se consuma en el punto de suministro se hace considerando la siguiente fórmula:

$$\text{Energía} = \text{DEMF} \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días}$$

De tal cuenta, con base en lo anterior se tienen las siguientes estimaciones para la facturación esperada por consumos de potencia y energía en el sistema de riego, una vez se encuentre enganchado a la red de media tensión:

**Tabla XLIX. Estimación de consumo de potencia y energía (época de zafra)**

Estación	HP del motor	Conversión HP a kW	DEMF estimada kW	Energía estimada kWh
Pozo 1	100	74,60	50,25	36 180,40
Pozo 2	100	74,60	50,25	36 180,40
Pozo 3	100	74,60	50,25	36 180,40
Pozo 4	100	74,60	50,25	36 180,40
Pozo 5	100	74,60	50,25	36 180,40
Bombeo 1	60	44,76	30,15	21 708,24
Bombeo 2	60	44,76	30,15	21 708,24
Bombeo 3	40	29,84	20,10	14 472,16
Bombeo 4	95 (40+40+15)	70,87	47,74	34 371,38
Bombeo 5				
Pivote				
<b>TOTALES</b>	<b>755</b>	<b>563,23</b>	<b>379,39</b>	<b>273 162,04</b>

Fuente: elaboración propia.

Con base en lo anterior, los costos mensuales esperados por consumo de potencia y energía serían los siguientes:

Tabla L. **Costos esperados (época de zafra)**

Potencia			Energía		
DEMF estimda kW	Precio potencia \$ / kW-mes	Total estimado	Energía estimada kWh	Precio energía \$ / kWh	Total estimado
379,39	\$4,12	\$1 563,09	273 162,04	\$0, 04326	\$11 816,99
Total \$ 13 380,08					

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, las estimaciones de costos para la época de no zafra serían las siguientes:

Tabla LI. **Estimación de consumo de potencia y energía (época de no zafra)**

Estación	DEMF estimda kW (zafra)	Consumo por estación	DEMF estimada kW (no zafra)	Energía estimada kWh
Pozo 1	50,25	13,25 %	13,25	9 536,42
Pozo 2	50,25	13,25 %	13,25	9 536,42
Pozo 3	50,25	13,25 %	13,25	9 536,42
Pozo 4	50,25	13,25 %	13,25	9 536,42
Pozo 5	50,25	13,25 %	13,25	9 536,42
Bombeo 1	30,15	7,95 %	7,95	5 721,85
Bombeo 2	30,15	7,95 %	7,95	5 721,85
Bombeo 3	20,10	5,30 %	5,30	3 814,57
Bombeo 4	47,74	12,58 %	12,58	9 059,60
Bombeo 5				
Pivote				
<b>TOTALES</b>	<b>379,39</b>	<b>100,00 %</b>	<b>100</b>	<b>72 000,00</b>

Fuente: elaboración propia.

De lo anterior se obtiene que la estimación de costos mensuales para la época de no zafra sería la descrita a continuación:

Tabla LII. **Costos esperados (época de no zafra)**

Potencia			Energía		
DEMF estimada kW	Precio potencia \$/ kW-mes	Total estimado	Energía estimada kWh	Precio energía \$/ kWh	Total estimado
100,00	\$4,12	\$412,00	72 000,00	\$0,04326	\$3 114,72
Total \$ 3 526,72					

Fuente: elaboración propia.



## **5. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO**

### **5.1. Cronograma de trabajos proyectados para la construcción de la red**

El tiempo estimado de construcción de la red es de 9 semanas, considerando todos los trabajos necesarios, como la instalación de postes y sus herrajes, tendido de cables y aisladores, instalación de cajas de registro y tubería, tendido de cable subterráneo, instalación de transformadores y de medición primaria. Todo lo anterior para las distintas estaciones de trabajo del sistema de riego del cliente, que serían las estaciones de bombeo 1 al 5, pozos 1 al 5 y pozo pivote.

El detalle de la ejecución estimada de los trabajos sería la que se muestra a continuación:



## **5.2. Planificación de la adquisición de equipos y materiales**

Con base en lo considerado luego de la aprobación final del diseño de la red de media tensión, se procederá a la adquisición de los materiales definidos como necesarios para cumplir con el alcance del proyecto.

La ejecución del proyecto de construcción de la red de media tensión será liderado por la comercializadora de electricidad, la cual subcontratará los servicios de construcción a la empresa constructora del grupo corporativo al que pertenece, siendo esta última una empresa con la experiencia y con los recursos humanos y técnicos para la construcción de un proyecto de este tipo.

De igual forma se trabajará en conjunto con el área corporativa de cadena de suministro, área que tendrá a su cargo la compra y logística para el abastecimiento de los materiales necesarios para la ejecución del proyecto.

La planificación del proceso de compra de materiales contemplará las etapas de recepción y autorización de la lista de materiales por comprar, ingreso de solicitudes de pedido en el sistema de cómputo SAP, creación de pedidos de materiales en SAP, proceso de cotización con los proveedores homologados para la compra de materiales.

Asimismo, la validación del cumplimiento de las especificaciones técnicas de los materiales, determinación de la estrategia de compras que optimice el presupuesto disponible para la adquisición de los materiales, adjudicación de materiales a los proveedores seleccionados, recepción de materiales y por último gestión de pago a proveedores.

### **5.3. Validación de las adquisiciones por medio de dictámenes técnicos**

Durante el proceso de obtención de cotizaciones y previo a la adquisición definitiva de los materiales, deberá contarse con una validación por parte del área técnica a cargo de la construcción del proyecto, para verificar que los materiales que serán adquiridos por el área de cadena de suministro sean efectivamente los materiales que se requieran para el proyecto, y que cumplan con las especificaciones técnicas requeridas.

Para tal efecto, se prevé que todas las cotizaciones de materiales sean autorizadas por el área técnica por medio de un dictamen técnico, que consistirá en un documento donde se avale por parte de dicha área, que los materiales considerados cumplen con las condiciones técnicas que se necesitan para el proyecto. La herramienta propuesta para este seguimiento es la siguiente:

Figura 43. Formato de dictamen técnico para compra de materiales

INFORME TÉCNICO									
CODIGO DOCUMENTO:			VERSION:			FECHA DE ELABORACION:			
Solicitud #:			Objeto:			Unidad:			
ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OFERTAS									
OFERENTE	Especificaciones técnicas	Características técnicas garantizadas	Certificado de producto	Experiencia fabricante	Experiencia proponente	Otros (Definir en observaciones)	RAZONES DEL INCUMPLIMIENTO (Anexar el cuadro de características técnicas realizado y firmado)		
	Si: Cumple, No: No cumple, NA: No aplica								
OBSERVACIONES GENERALES:									
Realizado por:			Revisado por:			Aprobado por:			
Nombre: Puesto:			Nombre: Puesto:			Nombre: Puesto:			

Fuente: elaboración propia.

De tal cuenta, cada material que vaya a ser adquirido para el proyecto, deberá ser revisado por el área técnica de construcción, la cual deberá emitir los dictámenes técnicos correspondientes, sin los cuales el área de cadena de suministro, no podrá proceder con la compra de materiales.

#### 5.4. Definición de controles de costos esperados en el proyecto

Una vez que se haya completado el proceso de compra de materiales y se inicie su compra, para el debido control de los costos que se vayan desarrollando a lo largo del proyecto, se tendrá comunicación constante entre el área de construcción y la comercializadora. De tal forma que se tenga una constante actualización de la información de los materiales que se vayan



número de pedido abierto, y número de aceptación en el sistema, lo que permitirá contar con la mayor cantidad de información posible para efectos de trazabilidad del estatus de los materiales. Se incluirá también la información de la cantidad de cada material adjudicada por proveedor (para el caso de materiales que sean asignados a varios proveedores), número de factura y total facturado por material, cantidad entregada y pendiente de entrega, así como observaciones generales.

Lo relevante a los costos de mano de obra y actividades necesarias para la construcción de la red están dentro de los costos que el proveedor a cargo del proyecto tendrá para la ejecución de los trabajos ya ofertados. Por lo que, de haber adicionales solicitados por el ingenio azucarero, serán anexos al proyecto y se gestionarán como costos adicionales, debido a que el proveedor que tendrá a cargo la ejecución del proyecto, construirá con respecto al plano y diseño aprobado por la distribuidora y por el ingenio azucarero.

#### **5.5. Medidas de seguridad en campo**

La empresa a cargo de la construcción de la red de media tensión, es una empresa que, como parte del desarrollo de sus actividades, gestiona la seguridad y la salud en el trabajo, y promueve la prevención de los riesgos laborales. De tal cuenta se realiza una identificación y evaluación de riesgos, con el objeto de prevenir accidentes o incidentes laborales, determinando controles operacionales de seguridad industrial y salud ocupacional con el objeto de que no se materialicen los posibles efectos de dichos riesgos.

El resultado es la creación de una matriz de riesgos, en donde se identifican y evalúan los riesgos que podrían presentarse durante la ejecución de los trabajos.

Dentro del análisis que se hace en esta matriz de riesgos, se consideran los factores de la severidad y probabilidad de que un riesgo se presente durante la ejecución de los trabajos. La severidad consiste en el efecto potencial de que el riesgo pueda presentar en términos de la seguridad y la salud del personal, así como de las instalaciones en las cuales se desarrollan las actividades.

Por otro lado, la probabilidad indica qué tan fácil es que el riesgo se materialice en las condiciones existentes. A partir de estas dos consideraciones se determina el nivel de riesgo para cada riesgo identificado, de acuerdo con lo indicado a continuación:

Tabla LIII. **Matriz de calor de riesgos**

		Severidad		
		Ligeramente Dañino LD	Dañino D	Extremadamente Dañino ED
Probabilidad	Baja B	Riesgo trivial T	Riesgo tolerable TO	Riesgo moderado MO
	Media M	Riesgo tolerable TO	Riesgo moderado MO	Riesgo importante I
	Alta A	Riesgo moderado MO	Riesgo importante I	Riesgo intolerable IN

Fuente: Enérgica S.A.

Dentro de los riesgos identificados para el desarrollo del proyecto analizado, se han ubicado riesgos de tipo biológico, eléctrico, en sitio, ergonómico, físico y mecánico, los cuales se describen a continuación:



Tabla LIV. Riesgos biológicos

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO										VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos involucrados	Condición operación	Origen del riesgo	Riesgo	Severidad				Probabilidad				Nivel de riesgo				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL						
						LD	D	ED	B	M	A	T	TO	MD	I	IN									
Revisión de la Línea	Inspección del punto	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Utilización de trajes de abeja en caso de su presencia.					
Revisión de la Línea	Inspección del punto	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Inspección visual del área en busca de serpientes.					
Instalación de herrajes	Asesorio y desmulo del poste	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Utilización de trajes de abeja en caso de su presencia.					
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Utilización de trajes de abeja en caso de su presencia.					
Medición de tierras físicas	Excavación para localizar la conexión de tierra	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Inspección visual del área en busca de serpientes en área.					
Medición de tierras físicas	Excavación para localizar la conexión de tierra	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Inspección visual del área en busca de serpientes.					
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Utilización de trajes de abeja en caso de su presencia.					
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Inspección visual del área en busca de serpientes en área.					
Medición de tierras físicas	Medición y toma de datos	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Transmisión de animal a persona (zoonosis)														Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Inspección visual del área en busca de serpientes en área.					

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LV. Riesgos eléctricos

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO					VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL			
						LD	D	ED	B	M	A	T	TO	MO	I			IN		
Instalación de herrajes	Ascenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Instalaciones de servicio	Contacto eléctrico directo												Procedimiento de ingeniería. Rediseñar el equipo o los procesos de trabajo.	Proteger las líneas primarias energizadas con equipo dieléctrico (tripas, mantas, protectores, etc)		
Instalación de herrajes	Ascenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Instalaciones de servicio	Contacto eléctrico directo												Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Aplicar 5 reglas de oro para asegurar la zona de trabajo desenergizada.		
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Instalaciones de servicio	Contacto eléctrico directo												Procedimiento de ingeniería. Rediseñar el equipo o los procesos de trabajo.	Proteger las líneas primarias energizadas con equipo dieléctrico (tripas, mantas, protectores, etc)		
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Instalaciones de servicio	Contacto eléctrico directo												Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Aplicar 5 reglas de oro para asegurar la zona de trabajo desenergizada.		
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutina	Instalaciones de servicio	Contacto eléctrico directo												Procedimiento de ingeniería. Rediseñar el equipo o los procesos de trabajo.	Utilización de manta equipotencial al pie de poste, en caso de falla.		

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LVI. Riesgos en sitio

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS				ESTIMACIÓN DE RIESGO				VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL						
Actividad	Tarea	Puestos Involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			T	M	A	I	IN			
						LD	D	ED	B	M	A						TO	MO	I
Instalación de herrajes	Ascenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Zonas de circulación o tránsito	Deficiencia organizativa													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Orden y Limpieza del área
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Zonas de circulación o tránsito	Deficiencia organizativa													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Orden y Limpieza del área
Medición de tierras físicas	Medición y toma de datos	Supervisores	No rutinaria	Zonas de circulación o tránsito	Deficiencia organizativa													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Orden y Limpieza del área

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LVII. Riesgos ergonómicos

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO					VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos Involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL			
						LD	D	ED	B	M	A	T	TO	MD	I			IN		
Medición de tierras físicas	Excavación para localizar la conexión de tierra	Supervisores	No rutinaria	Factores organizativos y de gestión	Carga física, Posición													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Estiramiento previo, Rotación de personal en las tareas.	
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutinaria	Factores organizativos y de gestión	Carga física, Esfuerzo													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Aplicar Manejo Manual de Cargas y levantamiento de pesos.	

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LVIII. Riesgos físicos

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO					VALORACIÓN DE RIESGO					MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo					MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL			
						LD	D	ED	B	M	A	T	TD	MD	I	IN					
Revisión de la Línea	Inspección del punto	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Temperatura (calorífico)													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Hidratación constante. Utilización de camisa manga larga.		
Medición de tierras físicas	Excavación para localizar la conexión de tierra	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Temperatura (calorífico)													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Hidratación constante. Utilización de camisa manga larga.		
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Temperatura (calorífico)													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Hidratación constante. Utilización de camisa manga larga.		
Medición de tierras físicas	Medición y toma de datos	Supervisores	No rutinaria	Zonas y espacios de trabajo	Temperatura (calorífico)													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc	Hidratación constante. Utilización de camisa manga larga.		

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LIX. Riesgos mecánicos parte 1

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS				ESTIMACIÓN DE RIESGO				VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL	
Actividad	Tarea	Puestos involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo	MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
						LD	D	ED	B	M	A			
Revisión de la Línea	Ubicación del punto	Supervisores	No rutina	Vehículos automotores	Atropello o golpe con vehículos								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Respetar los límites de velocidad del sector.
Revisión de la Línea	Ubicación del punto	Supervisores	No rutina	Zonas de circulación o tránsito	Atropello o golpe con vehículos								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Señalización del vehículo con conos y mantener luces de emergencia.
Revisión de la Línea	Inspección del punto	Supervisores	No rutina	Zonas de circulación o tránsito	Caidas desde el mismo nivel								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Orden y Limpieza del área
Cambio de aislamiento	Traslado al punto	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Vehículos automotores	Atropello o golpe con vehículos								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, ISBT, entrenamiento, etc.	Cumplimiento de los límites de velocidad conforme a la ruta.
Cambio de aislamiento	Ubicación en el punto	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Vehículos automotores	Atropello o golpe con vehículos								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, ISBT, entrenamiento, etc.	Delimitación de área con conos
Cambio de aislamiento	Asenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Caidas desde diferentes alturas								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, ISBT, entrenamiento, etc.	Procedimiento de ascenso en poste por medio de manes, anclado siempre por el trech.
Cambio de aislamiento	Asenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Caidas desde diferentes alturas								Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso EPP en todo momento, atrás de seguridad, línea de vida y casco con balatajeo.
Cambio de aislamiento	Asenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Zonas y espacios de trabajo	Choque de objetos desprendidos								Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, ISBT, entrenamiento, etc.	Delimitación, despiece del área de trabajo por caída de objetos.
Cambio de aislamiento	Asenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Choque de objetos desprendidos								Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso de casco de seguridad.

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LX. Riesgos mecánicos parte 2

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO					VALORACIÓN DE RIESGO				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo				MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL			
						LD	D	ED	B	M	A	T	TO	MO	I			IN		
Instalación de herrajes	Ascenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Zonas de circulación o tránsito	Caidas desde el mismo nivel											Procedimiento administrativo: Proponer controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Delimitación y despeje del área de trabajo de objetos, materiales y equipos			
Instalación de herrajes	Ascenso y descenso del poste	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Herramientas y útiles	Golpes-Cortes											Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso de guantes de cuero para el uso de herramientas.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Caidas desde diferentes alturas											Procedimiento administrativo: Proponer controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Procedimiento de ascenso en poste por medio de manijas; anclado siempre por el te oit.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Caidas desde diferentes alturas											Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso EPP en todo momento, antes de seguridad, línea de vida y casco con baldaquín.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Zonas y espacios de trabajo	Choques de objetos desprendidos											Procedimiento administrativo: Proponer controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Delimitación y despeje del área de trabajo por caída de objetos.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Zonas y espacios de trabajo	Choques de objetos desprendidos											Sustitución: Reemplazar el material o el proceso por uno de menor riesgo.	Utilización de líneas de mano para el izaje de herrajes.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Factores Humanos	Choques de objetos desprendidos											Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso de casco de seguridad.			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Zonas de circulación o tránsito	Caidas desde el mismo nivel											Procedimiento administrativo: Proponer controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Delimitación y despeje del área de trabajo de objetos, materiales y equipos			
Instalación de herrajes	Retiro e instalación de aisladores	Supervisor, Operador, Linieros, Ayudantes	Rutina	Herramientas y útiles	Golpes-Cortes											Equipo de Protección Personal: Usar EPP cuando no sea práctico tener otros controles; usar el EPP para minimizar el impacto.	Uso de guantes de cuero para el uso de herramientas.			

Fuente: Enérgica S.A.

Tabla LXI. Riesgos mecánicos parte 3

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS										ESTIMACIÓN DE RIESGO					VALORACIÓN DE RIESGO					MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL
Actividad	Tarea	Puestos Involucrados	Condición operación	Origen del Riesgo	Riesgo	Severidad			Probabilidad			Nivel de riesgo					MEDIDA DE CONTROL	DESCRIPCIÓN DE LA MEDIDA DE CONTROL			
						LD	D	ED	B	M	A	T	TO	MO	I	IN					
Medición de tierras físicas	Traslado al punto	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Vehículos automotores	Atropello o golpe con vehículos													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Cumplimiento de los límites de velocidad conforme a la ruta.		
Medición de tierras físicas	Ubicación en el punto	Supervisor, Operador, Lineros, Ayudantes	Rutina	Vehículos automotores	Atropello o golpe con vehículos													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, IST, entrenamiento, etc.	Delimitación de área con conos		
Medición de tierras físicas	Excavación para localizar la conexión de tierra	Supervisores	No rutina	Zonas de circulación o tránsito	Caídas desde el mismo nivel													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Orden y limpieza del área		
Medición de tierras físicas	Instalación y retiro del equipo	Supervisores	No rutina	Zonas de circulación o tránsito	Caídas desde el mismo nivel													Procedimiento administrativo: Proporcionar controles tales como procedimientos, señalización, entrenamiento, etc.	Delimitación y despeje del área de trabajo de objetos, materiales y equipos		

Fuente: Enérgica S.A.



## **5.6. Proceso de habilitación del punto de suministro eléctrico ante Empresa Eléctrica de Guatemala**

Una vez completado el proceso de construcción de la línea de media tensión, se deberá realizar el proceso de habilitación del punto de suministro del cliente ante Empresa Eléctrica de Guatemala, proceso que sería gestionado por la comercializadora de electricidad a nombre del cliente ante Empresa Eléctrica de Guatemala.

Para completar este proceso, será necesario proporcionar la siguiente información sobre el punto de suministro a enganchar a la red del distribuidor de electricidad:

- Completar el formato de Empresa Eléctrica de Guatemala denominado lista verificable para conexiones nuevas. Este formato lista la información sobre el punto de suministro, identificando los datos de identificación del solicitante, tipo de instalación que se solicita, tipo de voltaje de servicio, número de poste al que se conectará el servicio. Además, tipo de acometida que se instalará, determinación de si la acometida es aérea o subterránea, características físicas del lugar donde se hará la conexión, e identificación del banco de transformadores.
- Completar el formato de Empresa Eléctrica de Guatemala denominado solicitud de extensiones de líneas para servicios en media tensión, documento que consiste en el requerimiento formal ante la distribuidora de electricidad para realizar los trabajos por parte de esta última para conectar un punto de suministro a su red de distribución.

- De forma adicional es necesario recopilar la siguiente información de carácter legal del contratante del servicio:
  - Constancia de propiedad, que puede ser la escritura con dirección catastral del inmueble.
  - Fotocopia del nombramiento del representante legal de la empresa.
  - Fotocopia del DPI del representante legal.
  - Fianza de garantía de pago del cliente, o en su defecto, trámite para cubrimiento de dicha garantía por medio de fianza de la comercializadora de electricidad con el distribuidor.
- Toda la documentación anterior debe ser presentada al Departamento de Atención al Cliente de Empresa Eléctrica de Guatemala para su debida gestión y programación de los estudios de red necesarios para determinar los trabajos que será necesario realizar para llevar a cabo la conexión del nuevo punto de suministro.
- Realizado lo anterior, Empresa Eléctrica de Guatemala emitiría el resultado del estudio técnico y diseño de trabajos necesarios para la conexión del punto de suministro y se coordinarían los trabajos de conexión.

## **5.7. Certificación como gran usuario de electricidad ante el Ministerio de Energía y Minas**

Una vez el proyecto haya sido completado y el punto de suministro del cliente esté conectado a la red de media tensión del distribuidor, será necesario realizar las gestiones pertinentes para lograr la certificación de gran usuario del cliente. Es decir, la constancia que emite el MEM, constatando que el cliente cumple con los requisitos necesarios para ser un gran usuario participante en el mercado mayorista de electricidad. El proceso que debe seguirse para lograr esto es el siguiente:

- Dado que los trámites serán realizados por el comercializador de electricidad a nombre del cliente, se deberá presentar una carta dirigida al Director General de Energía del MEM, en el cual se autorice a un tercero a realizar los trámites pertinentes en el ministerio.
- Presentar un expediente para requerir una certificación temporal de gran usuario, la cual tendrá una vigencia máxima de tres meses, para lo que se deberá adjuntar la siguiente documentación:
  - Fotocopia legalizada del testimonio de escritura pública de constitución de sociedad o de creación de la entidad.
  - Fotocopia legalizada de las patentes de comercio y sociedad de la entidad.
  - Fotocopia legalizada en donde se acredite la calidad del representante legal de la entidad.

- Fotocopia legalizada del DPI del representante de la sociedad.
  - Declaración jurada en donde se indique que la instalación nueva requerirá de una demanda mínima de 100 kW, consignando la dirección del punto de suministro, e indicando si se han realizado o no transacciones en el mercado mayorista.
  - Estudio eléctrico que acredite que las instalaciones eléctricas cuenten con la capacidad de cumplir con el requisito de consumo mínimo de potencia de 100 kW, estudio que se presentará timbrado, firmado y sellado por un ingeniero electricista o mecánico electricista que sea colegiado activo.
- Con la información anterior, el MEM evalúa el caso, y si se cumple con todos los requisitos, extiende la certificación temporal por un período de 3 meses.
  - Transcurridos los 3 meses, se deberá iniciar un proceso para solicitar una certificación definitiva como gran usuario, la cual implica presentar ante el ministerio la siguiente información:
    - Registros de potencia o mediciones horarias en donde se constate que, durante un período de 3 meses, a partir de la habilitación comercial del punto de suministro por parte del AMM, se cumplió con el límite de demanda mínima de potencia.
    - Constancia original o fotocopia legalizada de la habilitación comercial emitida por parte del AMM.

- Realizado el proceso anterior, el expediente será evaluado por el ministerio, y de cumplirse con todos los requisitos de forma correcta, se procederá a emitir la certificación definitiva como gran usuario de electricidad en el mercado mayorista.

#### **5.8. Habilitación del punto de suministro en el Administrador del Mercado Mayorista**

La habilitación comercial del punto de suministro en el AMM es el procedimiento con el cual debe cumplirse para que un gran usuario pueda hacer transacciones de forma definitiva y oficial en el mercado mayorista de electricidad.

Los requisitos que deben cumplirse para completar este proceso son los siguientes:

- Presentar copia de la certificación de inscripción en el registro del MEM.
- Contar con acta notarial de Declaración Jurada, en la cual el gran usuario se comprometa al pago del monto adeudado por su participación en el mercado mayorista cuando finalice.
- Presentar nota de un banco liquidador, en la que se haga constar la habilitación de una línea de crédito y donde se manifiesta la habilitación de una cuenta bancaria para la administración de los abonos y créditos que surjan de las transacciones a realizar en el mercado mayorista.
- Contar con la documentación de esquemas unifilares y trifilares de la instalación.

- Documentar los protocolos de ensayos de fábrica de los transformadores de medida y de los medidores, así como los datos de placa de tales equipos.
- Contar con los cálculos de caída de tensión en los circuitos secundarios de tensión.
- Presentar datos de carga (*burden*) de los dispositivos conectados en los circuitos secundarios de tensión y corriente.
- Realización de los cálculos de corriente primaria prevista para los transformadores de medida.
- Presentar esquemas de medida alternativos a utilizar en los casos en que no haya disponibilidad de los medidores principal y de respaldo.
- Presentar en formato digital la información de programación del medidor.
- Informar de la dirección IP del enlace de internet del medidor para interrogación en cualquier momento por parte del AMM.
- Se deberá gestionar la autorización para el uso de los equipos de medición correspondientes.
- Gestionar las pruebas de declaración de demanda que sean pertinentes.
- Gestionar la autorización de acceso al sistema informático del AMM, lo que implicará lo siguiente:

- Hacer efectivo el pago de una firma digital (*token*) para ingreso a dicho sistema.
- Realizar el ingreso de planillas de contrato correspondientes en el sistema informático

Con lo anterior se dará por finalizado el proceso de habilitación en el mercado mayorista, con lo cual se completaría el proceso completo desde la construcción de la red de media tensión, hasta la habilitación del punto de suministro eléctrico del cliente en el mercado mayorista como un gran usuario de electricidad.





## CONCLUSIONES

1. Se realizó un análisis de la situación actual de mercado de la comercializadora de electricidad, encontrando que está inmersa en un mercado de libre competencia, el cual ha mostrado un crecimiento moderado en cuanto al número de grandes usuarios activos, de 2,92 % interanual en promedio de 2009 a 2017, con un total de 1 068 grandes usuarios y 15 comercializadoras participando en el mercado. Lo anterior propicia la competitividad entre estas comercializadoras, observando que la estudiada para este trabajo lidera el mercado con un 28 % de participación al cierre de 2017, aunque con una notoria baja en esta participación de mercado en comparación con el 53 % registrado en 2009.
2. Se logra determinar que el ingenio en el que se desarrollará el proyecto no cuenta con un sistema de riego en funcionamiento para la finca en la que se desarrollará el proyecto al momento de realizar la propuesta. De tal cuenta, el proyecto se plantea en base a la información proporcionada por el ingenio sobre los consumos de energía eléctrica esperados con la implementación.
3. Los principales elementos por considerar para la realización del proyecto son, desde el punto de vista de mercado, el hecho de que, a través de la propuesta de negocio, se incursionará en un nuevo nicho de mercado que le permitirá a la comercializadora incorporar nueva energía y potencia a su curva de carga, fuera de la disponible en un mercado saturado que ha mostrado un crecimiento muy bajo, de 100,72 GWh y

4,33 % en promedio en el período de 2009 a 2017. Ello supone una ventaja competitiva para la comercializadora, al no tener competencia alguna en dicho segmento al momento de iniciar los proyectos. Desde el punto de vista técnico, se determina que es factible realizar el proyecto, al contar con el recurso humano con las competencias necesarias en las áreas planificación y ejecución del proyecto, diseño de la red de 13,8 kV, aprovisionamiento y manejo de materiales para la construcción del proyecto, tanto de tendido de líneas, transformadores, acometidas, así como de red subterránea, incluyendo los aspectos necesarios por considerar en cuanto a la previsión de riesgo, en materia de salud y seguridad ocupacional. Desde el punto de vista económico, el proyecto es factible al consistir en un negocio de condiciones favorables para ambas partes. Para el cliente por la posibilidad de financiamiento que se le otorga, y para la comercializadora con base en los parámetros financieros del proyecto, donde se espera una TIR de 0,625 % para un VAN igual a 0 en el período de 36 meses al que está proyectado el modelo de negocio. De igual forma, la venta de potencia y energía para la carga proyectada de 0,379 MW que representa el nuevo punto de suministro, e ingresos por la venta de materiales y de la mano de obra necesaria.

4. Con base en el estudio realizado, se determina que, por medio de la implementación del presente proyecto, es posible incrementar 0,379 MW de demanda firme en la curva de carga de la comercializadora de electricidad, a la vez que en total se identifican cerca de 8 MW de potencia que podrían añadirse a dicha curva de carga por medio de la implementación de 21 proyectos del mismo tipo.

5. Los principales recursos necesarios para la ejecución del proyecto consisten en una inversión inicial por parte de la comercializadora del orden de Q3 442 535,05, necesarios para la adquisición de materiales por Q2 272 833,33, y el pago de mano de obra por Q1 169 701,72, que será subcontratada a un tercero, el cual pondrá a disposición a un equipo de 44 personas que llevará a cabo los trabajos de construcción del proyecto en un lapso de 2 meses. Después se obtendrán ingresos por la venta directa de la red al cliente por un monto de Q3 855 032,87, los cuales se amortizarán en un plazo de 36 meses a razón de Q 107 084,25 mensuales.



## RECOMENDACIONES

1. Dado que se cuenta con los recursos financieros y técnicos para la implementación de un proyecto de esta naturaleza, y que su implementación implica la posibilidad de adquirir nuevos clientes en un nicho de mercado libre de competencia, es oportuno iniciar con el proyecto y ejecutarlo, así como buscar las oportunidades para implementar más proyectos de este tipo.
2. Es aconsejable evaluar entre ambas partes, comercializadora e ingenios, aquellos proyectos en los cuales las necesidades de riego y, por ende, de consumo de energía eléctrica sean altas, de tal forma que la inversión en el proyecto sea adecuada y beneficiosa para ambas partes.
3. La comercializadora cuenta con los aspectos de mercado, técnicos y económicos necesarios para la ejecución del proyecto, por lo que sería apropiado aprovechar la ventaja competitiva que esto representa, para incrementar su posibilidad de captar clientes potenciales por medio de la ejecución de este tipo de proyectos.
4. Es necesario validar la factibilidad de implementar proyectos de este tipo para las fincas que se han identificado con potencial para la ejecución de los proyectos, a la vez que se priorice la ejecución de aquellas fincas que tengan las mayores demandas de potencia y energía, y que presenten los mayores factores de carga o utilización de

energía proyectados, según las necesidades de riego previstas para el caso de cada finca en particular.

5. Se considera necesario planificar y disponer de los recursos necesarios para la ejecución de los proyectos con el mayor tiempo de antelación posible, de tal forma que se esté preparado para su ejecución, y que se mejoren los procesos de control para el óptimo desempeño al momento de su implementación.

## BIBLIOGRAFÍA

1. ANGULO AGUIRRE, Luis. *Proyectos: formulación y evaluación*. Perú: Macro, 2016. 438 p.
2. BACA URBINA, Gabriel. *Evaluación de proyectos*. 7a ed. México: McGraw-Hill, 2013. 371 p.
3. BRATU SERBÁN, Neagu.; CAMPERO LITTLEWOOD, Eduardo. *Instalaciones eléctricas*. 2a ed. México: Alfaomega, 1992. 240 p.
4. DOMINGO AJENJO, Alberto. *Dirección y gestión de proyectos*. 2a ed. México: Alfaomega, 2005. 331 p.
5. ENERGÍA Y SOCIEDAD. *Las claves del sector energético*. En energía y sociedad. [en línea] <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/> >[consulta 23 de junio 2018].
6. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Instalaciones y sistemas eléctricos industriales*. México: Limusa, 2014. 415 p.
7. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales*. 2a ed. México: Limusa, 2003. 440 p.

8. ESPINA ALVARADO, José. *Carga, demanda y energía eléctrica*. En sector electricidad [en línea] <http://www.sectorelectricidad.com/17597/carga-demanda-y-energia-electrica-conceptos-fundamentales-para-la-distribucion-de-electricidad/> [consulta 23 de junio 2018].
9. ESQUIT DONIS, Vicente. *Análisis económico y técnico de un sistema de riego por pivote central y un módulo de riego por aspersión móvil en el cultivo de caña de azúcar en Ingenio La Unión S.A.* Trabajo de graduación de Ing. Agrónomo. Facultad de Agronomía, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2004. 107 p.
10. GARCÍA CASILLAS, Ignacio, y BRIONES SÁNCHEZ, Gregorio. *Sistemas de riego por aspersión y goteo*. 3a ed. México: Editorial Trillas, 2015. 288 p.
11. LAZAR, Irwin. *Análisis y diseño de sistemas eléctricos*. México: Limusa, 1988, 210 p.
12. Ley General de Electricidad, Decreto 93 - 96, 13 de noviembre de 1996, 27 p.
13. MCPHERSON, George. *Introducción a máquinas eléctricas y transformadores*. México: Limusa, 1987. 547 p.
14. *Norma de Coordinación Comercial no. 02, Resolución 216-01*, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, 28 p.



15. *Norma de Coordinación Comercial no. 03, Resolución 216-02, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, 13 p.*
16. *Norma de Coordinación Comercial no. 04, Resolución 157-02, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, 10 p.*
17. *Norma de Coordinación Comercial no. 08, Resolución 216-04, Administrador del Mercado Mayorista, 19 de junio de 2001, 25 p.*
18. *Norma de Coordinación Comercial no. 13, Resolución 157-10, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, 25 p.*
19. *Norma de Coordinación Operativa no. 03, Resolución 157-14, Administrador del Mercado Mayorista, 30 de octubre de 2000, 17 p.*
20. PANSINI, Anthony. *Transporte y distribución de la energía eléctrica.* Argentina: Editorial Glem, 1975. 234 p.
21. *Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo número 256-97, 21 de marzo de 1997, 45 p.*
22. *Riego por goteo.* [en línea].: <http://www.novedades-agricolas.com/es/riego/sistemas-de-riego/riego-por-goteo>>[consulta 25 de junio 2018].

23. SAPAG CHAIN, Nassir. *Preparación y evaluación de proyectos*. 6a ed.  
México: McGraw-Hill, 2014. 354 p.
24. SKILLING, Hugh. *Redes eléctricas*. México: Limusa, 1982. 559 p.