

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO-PUNO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE
CALIDAD DE SERVICIO A CAUSA DE FALLAS IMPREVISTAS
EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO DE
MACUSANI-CARABAYA”**

TESIS

**PRESENTADO POR:
ROBLES SAÚL MAQUE TINTA**

**PARA OPTAR TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

PUNO-PERÚ

2017

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO-PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA ELÉCTRONICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“ANÁLISIS, DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO A CAUSA DE FALLAS IMPREVISTAS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN EL DISTRITO DE MACUSANI-CARABAYA”

TESIS PRESENTADA POR:
ROBLES SAÚL MAQUE TINTA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

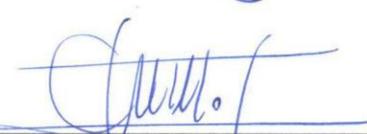


APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

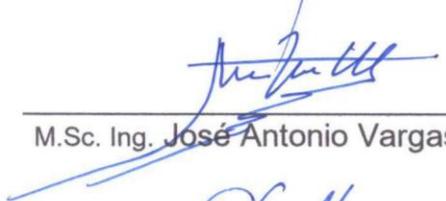
PRESIDENTE:


Ing. Benito Hugo Fernández Ochoa

PRIMER MIEMBRO:


M.Sc. Ing. Ángel Mario Hurtado Chávez

SEGUNDO MIEMBRO:


M.Sc. Ing. José Antonio Vargas Marón

DIRECTOR/ASESOR:


Mg. Ing. Gregorio Meza Marocho

ÁREA: ELECTRICIDAD
TEMA: EFICIENCIA ENERGÉTICA

PUNO-PERÚ

2017

DEDICATORIA

*Quiero dedicar este proyecto
primeramente a Mi Señor
Jesucristo porque es quien guía
mi camino hacia mi destino
eterno.*

*A mis padres que siempre
estuvieron conmigo en las
buenas y las malas y me
enseñaron que las cosas se
consiguen con sacrificio y
esmero y que el que bien obra
las cosas llegarán por si solas y
serán gratificante la recompensa
por mi esfuerzo de años.*

*Dedico también a mi hermanita, a
mis hermanitos, familia y amigos
que siempre estuvieron
presentes ayudándome en lo que
podían según sus posibilidades
y que compartimos el mismo
sueño de infancia que es lograr
un título profesional para lograr
un futuro bienestar para
nuestras familias.*

*Y por último quiero dedicar este
proyecto a todas las personas
que en su momento fueron los
guías en mi enseñanza desde mi
niñez hasta la etapa de adulto
donde se culminado una etapa
importante en mi vida, pero no la
última.*

AGRADECIMIENTO

A Mi Señor Jesucristo sobre todas las cosas, como mi eterno consejero y salvador y dador de vida, quien me ha permitido finalizar con éxito este texto, dándome salud, sapiencia y ganas de vivir y así servirle a Él. Mil gracias divino creador solo en ti todo fue posible.

A mí padre espiritual Ps. Alejo L. Huallpa Huarcca, quien guía mis pasos hacia la estatura de un varón perfecto lo cual es el carácter de Mi Señor Jesucristo y dándome ánimo para poder culminar este proyecto. Gracias Amado Pastor Alejo que nuestro Jesucristo te Bendiga Siempre

A mis padres queridos, Sr. Benjamín F. Maqqe y Sra. Juana R. Tinta, quienes siempre están presentes en mi vida siendo mi apoyo y mi brújula que señala mi destino. Padres: “el camino fue arduo pero la satisfacción es grande”, gracias padres adorados que nuestro Señor Jesucristo les bendiga.

A mi hermanita Roxana, a mis hermanitos Josué, Edwar, James, Alex y Kevin, quienes me han apoyado en alguna forma durante este tiempo de formación profesional.

A la persona muy especial en mi vida Ruth Flores, quien de alguna forma me brindó su apoyo para poder culminar este proyecto desde que nos conocimos, gracias mi amor.

Tengo la satisfacción de expresar mi agradecimiento a todos los docentes de la escuela profesional de INGENIERIA MECÁNICA ELÉCTRICA-UNA-PUNO, quienes colaboraron con mi formación profesional y humana durante estos años de estudio.

Agradezco de forma especial a mi director de proyecto Mg. Ing. Gregorio Meza Marocho, A mis jurados, que con su colaboración se hizo realidad la culminación de este proyecto, y a cada uno de los docentes quienes se encargaron de brindarnos parte de su conocimiento y nos supieron inculcar valores para ser personas de bien en nuestra vida.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	16
PALABRAS CLAVES.....	16
ABSTRACT	17
CAPITULO I.....	18
INTRUDUCCIÓN	18
1.1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	20
1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	20
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	20
1.3.1. PROBLEMA GENERAL	20
1.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS	21
1.4. IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO	21
1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	22
1.5.1. OBJETIVO GENERAL.....	22
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
1.6. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN	22
1.6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	22
1.6.2. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS	23
CAPITULO II.....	24
REVISIÓN DE LITERATURA.....	24
2.1. MARCO TEORICO	24
2.1.1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ	24
2.1.2. ¿CÓMO SE GENERA?.....	24
2.1.3. IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD	25
2.1.3.1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ECONOMÍA	25
2.1.3.2. LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LAS ACTIVIDADES PRODUCTIVAS	26
2.1.3.3. LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA CALIDAD DE VIDA	26
2.1.3.4. LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL MEDIO AMBIENTE	27
2.1.4. EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD.....	27
2.1.4.1. LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	28
2.2. MARCO CONCEPTUAL.....	29
2.2.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	29
2.2.1.1. LOS USUARIOS O CLIENTES	29
2.2.1.1.1. CLIENTES LIBRES.....	29
2.2.1.1.2. CLIENTES REGULADOS.....	29
2.2.1.2. LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS	30
2.2.1.2.1. GENERACIÓN.....	30
2.2.1.2.2. TRANSMISIÓN	30
2.2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN	30
2.2.1.3. COMITÉ DE OPERACIÓN ECÓNOMICA DE SISTEMA INTEGRADO NACIONAL (COES-SINAC).....	30

2.2.1.4.	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)	31
2.2.1.5.	ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN) E INSTITUTO DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA Y LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI)	31
2.2.2.	LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	31
2.2.2.1.	LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	31
2.2.2.2.	PRINCIPALES ELEMENTOS	32
2.2.2.2.1.	SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	32
2.2.2.2.2.	REDES DE DISTRIBUCIÓN	32
2.2.2.3.	REGULACIÓN	32
2.2.2.3.1.	TARIFAS	32
2.2.2.3.2.	SUBSIDIOS	33
2.2.2.3.3.	APORTES	34
2.2.2.4.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	34
2.2.2.4.1.	LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	34
2.2.2.4.1.1.	REDES AT	34
2.2.2.4.1.2.	REDES MT	35
2.2.2.4.1.3.	REDES BT	35
2.2.2.4.2.	TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	35
2.2.2.4.2.1.	SISTEMAS RADIALES	35
2.2.2.4.2.2.	SISTEMAS EN ANILLOS	35
2.2.2.4.2.3.	SISTEMAS ENMALLADOS	36
2.2.2.5.	CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS	36
2.2.2.5.1.	LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	36
2.2.2.5.1.1.	COSTO DE CAPITAL	36
2.2.2.5.1.2.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	37
2.2.2.5.1.3.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA	37
2.2.2.6.	CLIENTES	37
2.2.2.6.1.	RESIDENCIALES	38
2.2.2.6.1.2.	COMERCIALES	38
2.2.2.6.1.3.	INDUSTRIALES	38
2.2.3.	CALIDAD DEL SUMINISTRO	39
2.2.3.1.	LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO	39
2.2.3.1.1.	INDICADORES	40
2.2.3.1.2.	TIPOS DE INTERRUPCIONES	40
2.2.3.1.2.1.	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS MT/BT	41
2.2.3.1.2.1.1.	POR MANTENIMIENTO	41
2.2.3.1.2.1.2.	POR EXPANSIÓN	41
2.2.3.1.2.2.	INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT	41
2.2.3.1.2.2.1.	FALLAS PROPIAS	41
2.2.3.1.2.2.2.	AMBIENTALES	41
2.2.3.1.2.2.3.	TERCEROS	42
2.2.3.1.2.2.4.	HURTO	42
2.2.3.1.2.2.5.	CLIENTES	42
2.2.3.1.3.	COMPENSACIONES POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT	42
2.2.3.1.3.1.	COMPENSACIÓN POR LCE	42
2.2.3.1.3.2.	COMPENSACIÓN POR ENERGÍA	43

2.2.3.1.3.3. DESCUENTO EN CARGO FIJO DE POTENCIA	44
2.2.3.1.3.3. COMPENSACIÓN POR NTCSE.....	44
2.2.4. MARCO LEGAL	47
2.2.4.1. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	47
2.2.4.2. LEY DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA.....	47
2.2.4.3. NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.....	48
2.2.4.4. LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	48
2.2.4.5. LEY QUE ESTABLECE EL MECANISMO PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO REGULADO.....	48
2.3. HIPÓTESIS GENERAL.....	49
2.3.1. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS	49
CAPITULO III	50
3. MATERIALES Y MÉTODOS.....	50
3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	50
3.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	50
3.1.2. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN	50
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN	50
3.2.1. POBLACIÓN.....	50
3.2.2. MUESTRA	50
3.3. TECNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECTAR DATOS.....	51
3.4. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	51
3.5. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	53
3.5.1. ANÁLISIS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	53
3.5.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA DE LOCALIDADES SIMILARES	53
3.5.1.2. DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS	54
3.5.2. DETERMINACIÓN DE FACTOR DE CARGA	54
3.5.2.1. CRITERIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA Y ANÁLISIS DE TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL	55
3.5.2.2. DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO.....	55
3.5.2.3. RELACIÓN DE HABITANTES POR VIVIENDAS	55
3.5.2.4. RELACIÓN ENTRE ABONADOS COMERCIALES Y ABONADOS DOMÉSTICOS	56
3.5.2.5. RESUMEN DE INDICADORES PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA.....	56
3.5.2.6. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	57
3.5.2.6.1. MODELO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA	57
3.5.2.7. DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS	57
3.5.2.8. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CONSUMOS UNITARIOS	58
3.5.2.9. DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS INICIAL POR TIPO DE LOCALIDAD	60

3.5.2.10.	DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA.....	60
3.5.2.10.1.	FACTORES DE CARGA DE LOCALIDADES RURALES	60
3.5.3.	CRECIMIENTO DEL CONSUMO UNITARIO Y DEL FACTOR DE CARGA	62
3.5.3.1.	DETERMINACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA.....	62
3.5.3.2.	DETERMINACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL FACTOR DE CARGA	65
3.5.4.	PROYECCIÓN DE POBLACIÓN Y NÚMERO DE VIVIENDAS	65
3.5.4.1.	DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO.....	65
3.5.5.	RELACIÓN DE HABITANTES POR VIVIENDA	66
3.5.6.	DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN	67
3.5.7.	RELACIÓN ENTRE EL CONSUMO UNITARIO COMERCIAL Y EL CONSUMO DOMÉSTICO	67
3.5.8.	RELACIÓN ENTRE ABONADOS COMERCIALES Y ABONADOS DOMÉSTICOS	68
3.5.9.	CONSUMO POR CARGAS INDUSTRIALES MENORES	68
3.5.10.	CONSUMO POR CARGAS USO GENERAL	69
3.5.11.	CONSUMO POR CARGAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	69
3.5.12.	PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN.....	70
3.5.13.	RESUMEN DE INDICADORES PARA EL ESTUDIO DE DEMANDA ...	70
3.6.	METODOLOGIA PARA LA ESTIMACIÓN DEL METRADO.....	71
CAPITULO IV.....		74
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	74
4.1.	RESULTADOS.....	74
4.1.1.	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES.....	74
4.1.2.	SISTEMA ELÉCTRICO MACUSANI.....	74
4.1.3.	EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	74
4.1.4.	LINEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV AZANGARO-ANTAUTA	77
4.1.5.	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ANTAUTA	78
4.1.6.	EMPRESA MINSUR	79
4.1.7.	MINICENTRAL HIDRÁULICA TOCCA	80
4.1.8.	PLIEGO TARIFARIO	82
4.1.9.	INTERACCIÓN CON LA MUNICIPALIDAD, EMPRESAS INVOLUCRADAS	83
4.1.9.1.	REGULADOR	83
4.1.10.	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN	83
4.1.11.	EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTROPUNO S.A.A.	84
4.1.12.	ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA-OSINERGMIN.....	84
4.1.13.	RESULTADOS FINALES DE LAS FALLAS INPREVISTAS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES.....	84
4.2.	DISCUSIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS.....	85

4.3.	PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO A CAUSA DE FALLAS IMPREVISTAS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	86
4.3.1.	PROPUESTA DE ENDIPENDIZACIÓN DE LA LÍNEA PRIMARIA 22,9KV E IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO TRANSFORMADOR. .	87
4.3.1.1.	HORIZONTE DE EVALUACIÓN	91
4.3.1.3.	ANÁLISIS DE OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	91
4.3.1.4.	BALANCE OFERTA-DEMANDA (DÉFICIT).....	92
4.3.1.5.	CARACTERISTICAS TÉCNICA Y ELECTRICAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	92
4.3.1.5.1.	EQUIPAMIENTO DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS	93
4.3.1.5.1.1.	NIVEL DE AISLAMIENTO DE LÍNEAS PRIMARIAS	94
4.3.1.5.2.	EQUIPAMIENTO DE REDES PRIMARIAS 22.9 KV/13.2KV	95
4.3.1.5.3.1.	NIVEL DE AISLAMIENTO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	97
4.3.1.5.4.	EQUIPAMIENTO DE LAS REDES SECUNDARIAS	98
4.3.1.5.6.	MATERIALES DE FERRETERÍA.....	99
4.3.1.6.	SELECCIÓN DE LAS RUTAS DE LÍNEA	99
4.3.1.6.1.	ESTUDIOS Y TRABAJOS PRELIMINARES EN GABINETE.....	99
4.3.1.6.2.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA RUTA DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS.....	100
4.3.1.8.	CONFIABILIDAD DE PROPUESTA DE MEJORA	101
A.	Consideraciones Generales	101
4.3.1.8.1.	PROTECCIÓN Y CONFIABILIDAD DE LAS LÍNEAS EN 22,9kv	102
4.3.1.9.	EVALUACIÓN SOCIAL Y SOSTENIBILIDAD DEL PROYECTO.....	103
4.3.1.10.	PRESUPUESTO O VALOR REFERENCIAL	105
4.3.1.11.	IMPACTO AMBIENTAL	105
4.3.1.11.1.	IMPACTO DE MEDIO FÍSICO	105
4.3.1.11.2.	MATRIZ EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN	108
4.3.1.11.3.	PLAN DE MONITOREO, SEGUIMIENTO Y/O VIGILANCIA.	109
4.3.1.11.4.	PLAN DE CONTINGENCIA	109
4.3.1.12.	EVALUACIÓN ARQUEOLÓGICA.....	109
4.3.2.	PROPUESTA CON RESPECTO AL PERSONAL.....	110
4.3.3.	PROPUESTA CON RESPECTO A LA EMPRESA	111
	CONCLUSIONES.....	112
	RECOMENDACIONES	113
	REFERENCIAS.....	114
	ANEXOS.....	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Mapa de Ubicación del Proyecto – Puno	23
Figura N° 2: Producción de energía eléctrica por origen	25
Figura N° 3: Caracterización de la Carga	58
Figura N° 4: Tendencia de Crecimiento del CUD – Tipo I.....	63
Figura N° 5: Tendencia de Crecimiento del CUD – Tipo II	64
Figura N° 6: Proyección del Coeficiente de Electrificación por Tipo de Localidad ..	67
Figura N° 7: Comparación de potencia máxima, Diagrama actual de generación y diagrama de carga del sistema aislado.....	81
Figura N° 8: Diagramas de Transformador de Potencia y equipamiento	89
Figura N° 9.- Diagramas de análisis de sistema de potencia	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Ubicación Geográfica Sistema eléctrico Macusani	23
Tabla N° 2: Condiciones climatológicas	23
Tabla N° 3: Subsidio cruzado del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOCE)	33
Tabla N° 4: Técnicas e Instrumentos.....	51
Tabla N° 5: Consumo Unitario Promedio Anual en Localidades del Proyecto	53
Tabla N° 6: Consumos Unitarios por Tipo de Localidad	54
Tabla N° 7: Factores de Carga por Tipo de Localidad.....	54
Tabla N° 8: Resumen de Indicadores	56
Tabla N° 9: Asignaciones de los pesos ponderados por localidad	60
Tabla N° 10: Consumos Unitarios Tipo I y II.	60
Tabla N° 11: Número de horas de Uso de Baja Tensión.....	61
Tabla N° 12: Máxima demanda año 2015	62
Tabla N° 13: Consumos Unitarios Históricos – Localidades Tipo I.....	62
Tabla N° 14: Consumos Unitarios Históricos – Localidades Tipo II.....	63
Tabla N° 15: Tasa de Crecimiento CUD y Consumo Unitario Final	64
Tabla N° 16: Determinación de las Tasas De Crecimiento Poblacional Distrital	66
Tabla N° 17: Consumos Unitarios Comercial por Tipo de Localidad.....	68
Tabla N° 18: KALP por Sector Típico	70
Tabla N° 19: Pérdidas Reconocidas en Distribución	70
Tabla N° 20: Criterios de Aplicados para la Proyección de la Demanda	71
Tabla N° 21: Estimación de metrado.....	72
Tabla N° 22: Matriz de Leopold Causa Efecto	73
Tabla N° 23: Cuadro de cortes registrados en año 2015	76
Tabla N° 24: Cuadro de fallas línea 60 KVA en los años 2011-2015.....	77
Tabla N° 25: Cuadro de fallas línea 60 KVA en solo en el año 2015	78
Tabla N° 26: Características Básicas de la turbina	80
Tabla N° 27: Características Básicas del Generador	80
Tabla N° 28: Total de fallas del sistema eléctrico Macusani en el año 2015.....	85
Tabla N° 29: Características técnicas a implementarse en la Subestación de Transformación de SAN GABAN II.	88
Tabla N° 30: Horizonte de evaluación.....	91

Tabla N° 31: Demanda del Proyecto.	91
Tabla N° 32: Análisis de la Oferta de energía eléctrica	91
Tabla N° 33: Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico (kW)	
Balance Oferta-Demanda de Potencia de energía	92
Tabla N° 34: Características principales del Sistema LP	93
Tabla N° 35: Características principales del sistema RP	95
Tabla N° 36: Relación de localidades Beneficiadas	96
Tabla N° 37: Características principales de la Sub Estación	97
Tabla N° 38: Características principales del sistema RS	98
Tabla N° 39: Indicadores Económicos a Precios Privados y Sociales sistema convencional.....	103
Tabla N° 40: Indicadores Económicos a Precios Privados y Sociales sistema fotovoltaico.....	103
Tabla N° 41: Sostenibilidad del Proyecto para sistema convesional	104
Tabla N° 42: Sostenibilidad del Proyecto para sistema fotovoltaico	104
Tabla N° 43: Presupuesto	105

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO N° 1: Localidades beneficiadas	116
ANEXO N° 2: CUD en localidades con Servicio Eléctrico Similares	116
ANEXO N° 3: CUD en localidades con Servicio Eléctrico Similares	117
ANEXO N° 4: Población en los años 1993 y 2007 en el Distrito de Macusani Según INEI	117
ANEXO N° 5: Histórico Consumos Unitarios	118
ANEXO N° 6: Cálculo de la Cimentación de Postes de Madera	119
ANEXO N° 7: Balance de oferta y demanda de potencia	120
ANEXO N° 8: Determinación del Número de Unidades de Alumbrado Público	121
ANEXO N° 9: Cuadro de viviendas y población.....	122
ANEXO N° 10: Encuestas realizadas a la población	123
ANEXO N° 11: Planos	126

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO:	SIGNIFICADO
GIGAWATT (GV):	Equivalente a 1000 mV.
MEGAWATT (MV):	Equivalente a 1000 kV.
KILOWATT (KV):	Equivalente a 1000 voltios (V).
KVH:	Número de kilowatts consumidos en una hora.
BAJA TENSIÓN (BT):	Término genérico para especificar voltajes nominales iguales o inferiores a 1000 V.
MEDIA TENSIÓN (MT):	Término genérico para especificar voltajes nominales de, 13.8kV y 22.9 kV.
ALTA TENSIÓN (AT):	Término genérico para especificar voltajes nominales iguales o mayores a 60 kV. LCE: Ley de Concesiones Eléctricas
NTCSE:	Norma Técnica de Calidad del Sector Eléctrico
SED:	Subestación Eléctrica de Distribución: Conjunto de líneas, instalaciones eléctricas y circuitos interconectados entre sí, que permiten la distribución de la energía eléctrica al cliente final.
EMERGENCIA:	Evento imprevisto que requiere la acción inmediata por interrupción parcial o total, individual o masiva del servicio eléctrico.
OA:	Orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas o situaciones de riesgo en BT para casos mayores o iguales a 2 clientes.
SAE:	Orden de trabajo para la atención de interrupciones imprevistas o situaciones de riesgo en BT para casos de clientes individuales.
CENTRO DE CONTROL:	Lugar donde se supervisa, controla y comanda la operación del Sistema Eléctrico en tiempo real.
CIRCUITO ELÉCTRICO:	Conjunto de dispositivos que sirven para transmitir, transformar y distribuir la energía eléctrica y que dispone de elementos para su conexión y desconexión del servicio. Cada circuito debe estar identificado en forma precisa y única.

ABREVIATURAS DE INSTITUCIONES

MEM	Ministerio de Energía y Minas
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
DGER	Dirección General de Electrificación Rural
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PROINVERSIÓN	Agencia de Promoción de la Inversión Privada
DGE	Dirección General de Electricidad
ADINELSA	Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica
DGAAE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
OPI	Oficina de Proyectos de Inversión
CONSUCOD	Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas
RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
GR	Gobierno Regional
GL	Gobierno Local
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

ABREVIATURAS DE INGENIERÍA

AAA	Conductor de Aleación de Aluminio
AP	Alumbrado Público
CUC	Consumo Unitario Comercial
CUD	Consumo Unitario Doméstico
ELPU	Electro Puno S.A.A.
fc A.P.	Factor de Carga de Alumbrado Público
fc C.C.	Factor de Carga de Consumo Comercial
fc C.D.	Factor de Carga de Consumo Domestico
fc E.B.	Factor de Carga de Energía Básica
LP	Línea Primaria
SER	Sistema Eléctrico Rural
CH	Central Hidroeléctrica
MCH	Mini Central Hidroeléctrica
RP	Red Primaria
RS	Red Secundaria
SE	Subestación
SED	Subestación de Distribución
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo analizar, diagnosticar y dar la propuesta de como poder mejorar la calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya en todo el sistema eléctrico, se emplea la investigación del tipo no experimental de diseño transversal, para lo cual la información se obtiene a través de encuestas y entrevistas planteadas por única vez a los representantes de Servicios Eléctricos Macusani y a los usuarios del sistema, y así mismo, la observación directa, utilizando cámaras fotográficas, GPS, apuntes, y la recolección de datos de otras entidades; que dan como resultado detectar las fallas más frecuentes que se producen básicamente en la línea de transmisión LT-9002 Ajoyani-Macusani, a causa de inclemencias de tiempo, las fallas por mantenimiento y las fallas de la Línea de interconexión de alta tensión 60KV Azángaro-Antauta. Para poder solucionar estos problemas se propone la independización de la línea primaria 22,9 KV de una terna; en el año diez (10) será reforzado a dos (2) ternas en línea de San Gabán-Macusani implementando un nuevo transformador de potencia 5/3/2MVA, 138/22.9/13.8 KV-San Gabán II y se propone el cambio total de redes primarias, secundarias e implementar sistemas fotovoltaicos para lugares más alejados, para mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico, para una mejor calidad del servicio y el uso eficiente de los activos de la empresa, que permitan atender a los clientes más afectados. Para hacer confiable y seguro el análisis de caída de tensión, en las líneas, se realiza empleando el software Neplan obteniendo resultados satisfactorios.

PALABRAS CLAVES: Energía, Calidad, Fallas, Investigación y Análisis.

ABSTRACT

The present research work has the objective of analyzing, diagnosing and giving a proposal to improve the quality of service due to unforeseen electrical supply failures in the Macusani-Carabaya district throughout the electrical system. Type non-experimental cross-sectional design, for which information is obtained through surveys and interviews raised only once to the representatives of Macusani Electrical Services and users of the system, and also direct observation, using cameras, GPS , Notes, and the collection of data from other entities; Which result in detecting the most frequent faults that occur basically in the transmission line LT-9002 Ajoyani-Macusani, due to inclement weather, maintenance faults and faults of the High Voltage Interconnection Line 60KV Azángaro-Antauta. In order to solve these problems it is proposed the independence of the primary line 22.9 KV of a third; In the year ten (10) will be reinforced to two (2) lines in San Gabán-Macusani line by implementing a new 5/3 / 2MVA power transformer, 138 / 22.9 / 13.8 KV-San Gabán II and proposing the total change Of primary and secondary networks and to implement photovoltaic systems for more distant places, to improve the operative efficiency of the electrical system, for a better quality of the service and the efficient use of the assets of the company, that allow to attend the clients more affected. To make reliable and reliable analysis of voltage drop, in the lines, is done using the software Neplan obtaining satisfactory results.

KEY WORDS: Energy, Quality, Failures, Research and Analysis.

CAPITULO I

INTRUDUCCIÓN

La calidad en el servicio ha adquirido una gran importancia en todos los negocios, dado que los clientes actualmente tienen expectativas más elevadas y la competencia es mayor, ya que cada proveedor trata de igualar o exceder dichas expectativas.

Los fabricantes que deseen prosperar, además de competir con productos que incluyan las últimas tecnologías disponibles, deberán ofrecer servicios de calidad y anticiparse para responder a una amplia serie de necesidades de los clientes. La competitividad ya no sólo se trata de saber cómo fabricar un producto, sino de cómo servir a los clientes antes y después de la fabricación.

Es por esto que la calidad en el servicio es utilizada en las organizaciones como una herramienta de diferenciación. Desafortunadamente sólo algunos empresarios peruanos se han dado cuenta de la importancia de la calidad en el servicio, mientras observan como la competencia, nacional y extranjera, crece de manera importante en el mercado.

Los sistemas eléctricos modernos requieren de confiabilidad y disponibilidad durante todos los días del año, con lo cual se garanticen los índices de calidad y continuidad en los servicios eléctricos de generación, transformación, transporte y distribución.

Alcanzar niveles óptimos de calidad y continuidad en los sistemas eléctricos no solo se traduce en eficiencia en los procesos básicos de una nación como la salud, la alimentación, la seguridad, el transporte y en todos los procesos productivos, industriales, comerciales, agrícolas, financieros y todos los que requieren de la electricidad, sino también se convierte en ahorros para las empresas de transporte de potencia ya que al tener índices de fallas con tendencia a cero se evita el pago de sanciones económicas por las multas que imponen las autoridades encargadas de velar por los estándares de calidad en el sector eléctrico.

Esa confiabilidad y disponibilidad necesaria para lograr la calidad y continuidad en los sistemas eléctricos de potencia se logra mediante diferentes formas, dependiendo si se trata de generación, transformación, transporte o distribución.

Respecto al transporte de potencia eléctrica, los índices de calidad y continuidad se logran a través de una adecuada coordinación de aislamiento en las líneas de transmisión mediante la implementación de programas anuales de mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, que permite reducir con tendencia a cero las salidas forzadas, principalmente las provocadas por los efectos de la contaminación y descargas atmosféricas.

Mediante el análisis, diagnóstico de las fallas imprevistas en el suministro eléctrico, se pretenden formular nueva propuesta de solución, que minimicen las fallas forzadas en sistema eléctrico Macusani.

1.1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

En el Distrito de Macusani, el servicio de la energía eléctrica es deficiente por las múltiples fallas de este servicio, ya que el sistema eléctrico se encuentra en muy mal estado a falta de mantenimiento, a causa de eso el sistema eléctrico es muy propenso a que los fenómenos naturales hagan las fallas del servicio. También existe el incremento de la demanda eléctrica por parte de la población y nuevas electrificaciones, siendo entonces una de las soluciones el mejoramiento del sistema eléctrico existente en el distrito de Macusani para poder tener mejoría en este servicio básico.

1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La Municipalidad Provincial de Carabaya-Macusani, a través de la empresa ELECTROMAC S.A.A. o SEMA (Servicios Eléctricos Macusani), atiende a 3711 usuarios, dentro de las que se consideran Barrio Central, Túpac Amaru, Miraflores, Rural Alianza, Jorge Chávez San Antonio, Simón Bolívar, La Victoria, Héroes del Cenepa del poblado de Macusani, los centros poblados de Pacaje, Tantamaco y comunidades de Queraccucho, Ccatacancha, Samilia, Ccarccatira, Munay Paccocha y empresas telefónicas todas estas localidades están fuera del área de concesión de la Empresa Electro Puno S.A.A.

Para este efecto cuenta con un contrato de suministro de energía con la empresa Concesionaria Electro Puno S.A.A., con código de suministro 312-01-01-000011 y código de usuario 0020066552 y con opción tarifaria MT-2. La energía proviene del sistema de distribución eléctrica Azángaro en 60 KV hasta S.E. Antauta desde lo cual, con un nivel de tensión de 22,9 KV, suministrada en la estructura de derivación hacia localidad de Macusani y cuenta con un sistema de medición en MT.

1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. PROBLEMA GENERAL

¿De qué manera podemos solucionar el servicio de energía eléctrica requerida, debido a los problemas que se suscitan en este servicio básico de la población del Distrito de Macusani- Carabaya?

1.3.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿En qué medida podemos diagnosticar la situación actual de redes secundarias, redes primarias y línea primaria, y contribuir a la mejora la calidad de servicio a causa de fallas imprevistas?
- b) ¿Se puede Determinar el origen y las causas de fallas del suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya?
- c) ¿Se puede Desarrollar una propuesta viable para mejorar la calidad de servicio?

1.4. IMPORTANCIA Y UTILIDAD DEL ESTUDIO

La generación, transmisión y distribución de energía debe llevarse a cabo de forma continua, segura y al menor costo posible, lo cual implica realizar una eficiente planeación, mantenimiento y control de los equipos asociados a dichos procesos, para así, poder garantizar energía eléctrica de buena calidad y con el menor número de interrupciones o fallas. Esto a su vez, plantea la necesidad de disminuir, en la medida de lo posible, el número de fallas que se presentan en las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.

Una falla en la energía eléctrica en nuestra sociedad significa la paralización de sus actividades cotidianas. Representa pérdidas para las empresas por el atraso de la producción, trabajadores inactivos en horario de trabajo, o que se estropeen algunos insumos o productos en proceso. Incluso representa pérdidas para la misma empresa proveedora de electricidad, ya que una falla cualquiera sea la naturaleza de la misma, implica dejar de suministrar, es decir vender, energía a sus clientes y asumir otros costos en un sector bastante regulado como veremos más adelante.

Para los usuarios implica el deterioro de la calidad de vida e incluso la restricción de muchas de sus actividades. En algunos casos tampoco cocinar o contar con iluminación al interior de los hogares disminuye el estándar de vida logrado. A nivel de sociedad los costos aumentan por las labores que no pueden realizarse, el incremento de la inseguridad de la población.

La presente tesis tiene como finalidad exponer las implicancias que presenta una falla en el suministro eléctrico, en especial las imprevistas, y proponer acciones y soluciones para una empresa distribuidora de electricidad desde las herramientas propias de un gestor empresarial, a fin de reducir el tiempo que toma restablecer el servicio manteniendo un enfoque holístico que propicie el beneficio de las empresas, del Estado y de la sociedad.

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Diagnosticar y dar propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Analizar y diagnosticar la situación actual de redes secundarias, redes primarias y línea primaria, y contribuir a la mejora la calidad de servicio a causa de fallas imprevistas.
- b) Determinar el origen y las causas de fallas del suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya.
- c) Desarrollar una propuesta viable para mejorar la calidad de servicio.

1.6. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN

1.6.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El proyecto contempla el sistema eléctrico Macusani, cuyas ubicaciones geográficas se indican a continuación en Coordenadas UTM y también (Ver: Plano de Ubicación de Localidades, Líneas y Redes Primarias): geográfica.

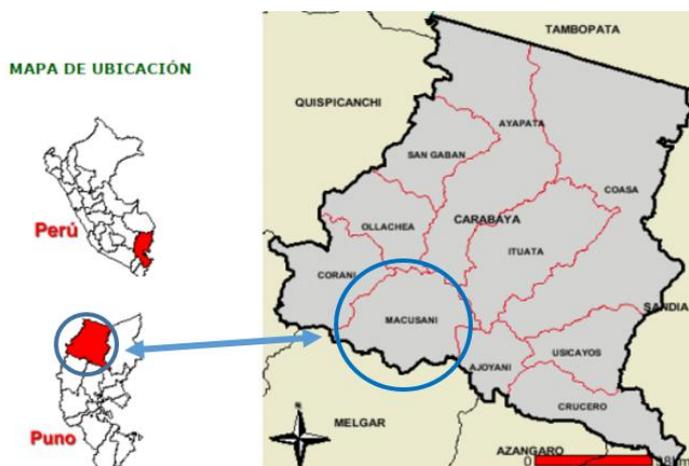
Tabla N° 01: Ubicación Geográfica Sistema eléctrico Macusani.

Altura Promedio: 4315 msnm UTM WGS 84

Punto	Zona	Este	Norte
1	19M	336579	8460328
2	19M	346665	8444255
3	19M	350877	8442610
4	19M	341248	8453506

Elaboración: Propia

Figura N° 01: Mapa de Ubicación del Proyecto – Puno



Elaboración: Propia

1.6.2. CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

Las características climatológicas de las zonas del proyecto registradas por el SENAMHI son las siguientes:

Tabla N° 02: Condiciones climatológicas

PROYECTO MACUSANI	
Zona	Estación
Temperatura máxima media (°C)	17
Temperatura media (°C)	9
Temperatura mínima media (°C)	-8
Velocidad máxima del viento (km/hr)	22

Fuente: Senamhi

El distrito de Macusani tiene una población de 11807 habitantes, Capital de la provincia de la provincia de Carabaya, con una población de 73946 habitantes. (INEI 2007)

CAPITULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1.MARCO TEORICO

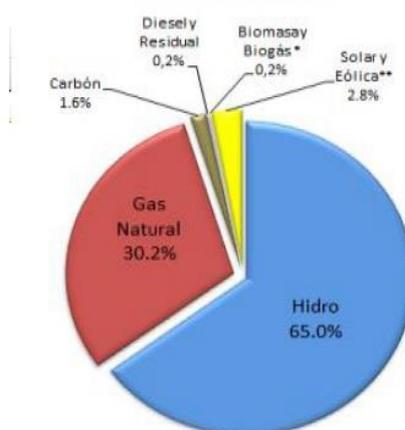
2.1.1. LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

El sector eléctrico tiene como finalidad la satisfacción de las necesidades energéticas de la población. La historia de la electricidad en el Perú presentada en *Luz del Progreso*, publicación del Ministerio de Energía y Minas (2010), refleja justamente eso: la creciente demanda energética de la población y sus usos, que inicialmente eran de iluminación, a usos térmicos, de fuerza motriz, electrónicos e incluso como materia prima en sistemas de producción (BOUILLE 2004:1).

2.1.2. ¿CÓMO SE GENERA?

La capacidad actual de generación eléctrica en nuestro país se divide entre las fuentes térmicas e hidráulicas (ver Gráfico N°01). Las primeras generan electricidad en centrales termoeléctricas a través de la energía calorífica resultante de la combustión de gas natural, carbón o diésel. Estos combustibles convierten el agua de una caldera en vapor a altas temperaturas y lo conduce hacia unas turbinas para hacerlas girar. Un generador transforma la energía cinética producida por el vapor de agua en electricidad.

Las centrales hidráulicas aprovechan las caídas de agua de las presas, las cuales retienen el agua y permiten su paso constante, para mover unas turbinas que rotan accionadas por el flujo de la misma. De esta forma son accionados los generadores eléctricos y se produce la electricidad (MEM 2016:1).

Figura N° 2: Producción de energía eléctrica por origen

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas – Avance estadístico del subsector eléctrico: Cifras a abril 2017.

El crecimiento del uso de la generación térmica en los últimos años se explica por el uso del gas de Camisea en la producción eléctrica.

2.1.3. IMPORTANCIA DE LA ELECTRICIDAD

2.1.3.1.LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA ECONOMÍA

El crecimiento económico, traducido como el crecimiento del PBI en nuestro país, implica un mayor consumo de energía. Asimismo, este comprende el desarrollo de nuevas economías en ámbitos geográficos más amplios, lo que lleva a la descentralización de la energía para atender nuevas y mayores demandas energéticas. (ÁLVAREZ GARCÍA, 2013)

La electricidad se encuentra presente en los tres sectores económicos conocidos como: primario, secundario y terciario, siendo la diferencia entre estos el tipo de actividad económica que realizan (CLARK 1980:399). Mientras el sector primario se dedica a la obtención de productos directamente de la naturaleza, el sector secundario transforma materia prima en productos terminados o en proceso, y el terciario realiza la prestación de servicios, como lo son las comunicaciones, los servicios financieros. Por ello, la electricidad es un bien básico de nuestra economía, su suministro y precio afectan tanto a industrias proveedoras como industrias que requieren de su abastecimiento.

Los desarrollos energéticos del país, en especial de la energía eléctrica al ser la más empleada, poseen resultados favorables tanto en lo económico como en lo social debido a los altos niveles de inversión que requiere este sector y la generación de nuevos puestos de trabajo. Además, el correcto y eficiente suministro energético agrega competitividad a las empresas usuarias del servicio eléctrico al poder minimizar sus costos de producción. De la misma forma, un suministro deficiente de energía provoca que los sectores productivos incurran en costes adicionales, o sencillamente vean restringidas o frustradas sus actividades productivas. Si bien la energía eléctrica no representa una parte importante dentro del costo de producción, los costos que genera su ausencia son mayores. El impacto de la falta de energía eléctrica presenta valores importantes.

2.1.3.2.LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LAS ACTIVIDADES PRODUCTIVAS

La energía eléctrica es considerada un bien de demanda intermedia cuando no está dirigida a los clientes finales y se encuentra orientada a actividades productivas (BOUILLE 2004:22).

La energía eléctrica es usada intensivamente en economías en vías de desarrollo al ser considerada una energía barata, y constituye un factor de costeo directo o indirecto dentro del coste total de producción. Su accesibilidad alienta a la creación de nuevas empresas de bajos capitales iniciales, como Mypes y Pymes, lo que se traduce en una mayor oferta de productos y servicios para atender la demanda de la población, y una mayor recaudación para el aparato estatal. La electricidad es usada entonces intensivamente en todas las áreas productivas y, por esto, ha de estar disponible en cantidad, calidad y precio adecuado al cliente final.

2.1.3.3.LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y LA CALIDAD DE VIDA

La calidad de vida es definida como el conjunto de condiciones que contribuyen a hacer agradable y valiosa la vida por el *Diccionario de la lengua española* (RAE 2001:401). Los factores que se encuentran incluidos en la estimación de la calidad de vida evalúan el bienestar social de personas y sociedades desde la subjetividad del individuo y algunos factores económicos específicos. Si bien el consumo eléctrico no forma parte del índice de calidad de vida, como lo son la esperanza de vida, el PBI per cápita, la

estabilidad política y la tasa de desempleo (EIU 2004:2), es un reflejo del nivel de ingreso que posee una persona o familia. Asimismo, ayuda a satisfacer necesidades básicas como la alimentación, vivienda, salud y educación, ya que estas necesidades requieren el uso de energía eléctrica en su procesamiento, construcción, preservación e iluminación.

2.1.3.4.LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL MEDIO AMBIENTE

Las actividades eléctricas como la generación, transmisión, distribución y el consumo mismo por parte de los clientes, generan impactos ambientales considerables. La quema de combustibles fósiles para la producción eléctrica, la modificación de ecosistemas para construcción de presas y centrales eléctricas, la instalación de torres de tensión y el tendido de redes para el transporte de la electricidad y el impacto del consumo de energía son algunos de ellos.

Entre las actividades eléctricas señaladas la que produce mayores impactos es la generación, en especial cuando la operación de la misma depende de combustibles fósiles. La energía eléctrica es una energía poco nociva para el medio ambiente pero la construcción de centrales eléctricas y sus operaciones son las que generan el mayor impacto. Aparte de las emisiones propias de la quema de combustible en las centrales eléctricas, existe el ruido que producen las mismas y también, algunos residuos sólidos.

La transmisión y distribución de la energía eléctrica tienen impactos. Estos tienen alcance sobre la fauna de aves, la generación de campos electromagnéticos, además de otros de orden visual, como, por ejemplo, el impacto estético de las redes de tensión sobre patrimonios naturales, históricos y culturales.

2.1.4. EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD

Los costos sociales generados por la interrupción del suministro eléctrico pueden ser de dos tipos: costos directos o costos indirectos. Los primeros son consecuencia inmediata de la falta de energía eléctrica, como, por ejemplo, los daños en equipos, deterioro en alimentos, paro en cadenas de producción, etc. Los costos indirectos representan consecuencias derivadas de la falta de suministro eléctrico, tales como robos, saqueos y accidentes (UPS-CENTROSUR 2010:3).

La evaluación del costo de las interrupciones para el mejoramiento de la energía eléctrica al cliente final, también conocido como costo social de las interrupciones, representa uno de los principales esfuerzos que deben abordar las empresas distribuidoras de electricidad (LÓPEZ 2004:4). Sin embargo, los factores que influyen en el costo de la falla dificultan la valorización del mismo. La magnitud de la falla, la duración, el tipo de usuario afectado, el nivel de tensión del afectado y el nivel de vida alcanzado constituyen algunas de las dificultades.

2.1.4.1.LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Como se mencionó, los costos generados de la falta de calidad para los clientes por interrupciones en el suministro pueden ser directos o indirectos. Asimismo, los problemas de valorar económicamente los costos indirectos y la variedad de tipos de clientes complejizan la determinación del costo por falta de calidad en el suministro. Lo que se aplica en la actualidad, es un índice conocido como la energía no suministrada (ENS) la cual mide el grado de pérdidas económicas o de incomodidad del cliente.

La ENS es un índice aplicado también en otros países de la región como Argentina, Chile y Colombia, y en Europa en Inglaterra, Gales y España. En un inicio consideraba solo el valor de precio de venta de energía eléctrica a los usuarios. Sin embargo, esta concepción de energía eléctrica no vendida por las distribuidoras fue cambiando e incluyendo otros aspectos, como el costo generado a los clientes obtenido mediante encuestas. Por ello es un coste social, y lo que hacen las empresas es estimarlo económicamente, mediante distintas fórmulas, para tener una idea de lo que deja de percibir la sociedad por interrupciones en el suministro de energía eléctrica (UPS-CENTROSUR 2010:20).

El índice de energía no suministrada considera solo la duración de las interrupciones en el suministro eléctrico, es decir, no toma la cantidad o repetición de los mismos.

2.2. MARCO CONCEPTUAL

2.2.1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las reformas en el sector eléctrico estuvieron determinadas, en parte, por la Ley de Concesiones Eléctricas promulgada en 1992. En ella, se divide el sector en las actividades de generación, transmisión y distribución con un régimen de libertad de precios para que los suministros puedan efectuarse en condiciones de competencia, y otro de precios regulados según sea necesario. De esta forma, existen metodologías para obtener el precio máximo de generación, transmisión y distribución y un órgano encargado de fijar las tarifas. Asimismo, este sector se encuentra compuesto por cinco actores los cuales son: los usuarios o clientes, las empresas eléctricas, el Comité de Operación Económica de Sistema Integrado Nacional, Ministerio de Energía y Minas y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas junto con el Instituto de Defensa de la Libre Competencia y la Propiedad Intelectual.

2.2.1.1. LOS USUARIOS O CLIENTES

El consumidor final de energía es catalogado como cliente libre o regulado dependiendo de su demanda de potencia.

2.2.1.1.1. CLIENTES LIBRES

Los clientes libres son aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 2,5 Megawatts (MV). Asimismo, aquellos clientes cuya demanda se sitúe entre 0.2 MV y 2.5 MV, pueden elegir el ser catalogados como cliente libre o regulado.

2.2.1.1.2. CLIENTES REGULADOS

Los clientes regulados representan la gran mayoría de clientes de las empresas distribuidoras. Son aquellos usuarios cuya demanda de potencia es inferior a 0.2 MV.

2.2.1.2. LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

2.2.1.2.1. GENERACIÓN

La actividad de generación comprende la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eléctricas y la comercialización de la energía en bloque. Son las encargadas de producir y proveer el abastecimiento de energía eléctrica según estimaciones de la demanda. En este sector se permite la libre competencia, según la LCE, por el agotamiento temprano de las economías de escala y al avance de la tecnología que ha permitido la reducción de las barreras de entrada.

2.2.1.2.2. TRANSMISIÓN

Esta actividad transfiere la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hasta las distribuidoras a través de largas distancias, lo que involucra fuertes inversiones en infraestructura. El sistema de transmisión comprende los conductores eléctricos que son sostenidos por estructuras de acero, madera o postes y las subestaciones de transformación, las que permiten el transporte y la entrega de energía eléctrica a las distribuidoras. Esta actividad tiene características de monopolio natural motivo por el cual está sujeta a regulación estatal.

2.2.1.2.3. DISTRIBUCIÓN

Las empresas distribuidoras son las encargadas de llevar la energía eléctrica al usuario final. La distribución y comercialización de la energía se realiza en un ámbito territorial exclusivo, una concesión, en condiciones de monopolio natural. Esta actividad requiere de redes de distribución eléctrica que pueden ser de baja o media tensión, aéreas o subterráneas.

2.2.1.3.COMITÉ DE OPERACIÓN ECÓNOMICA DE SISTEMA INTEGRADO NACIONAL (COES-SINAC)

Es un organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo

costo, y garantiza la seguridad del abastecimiento de la energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

2.2.1.4. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MEM)

El Estado, a través la Dirección General de Electricidad (DGE) adscrita al Ministerio de Energía y Minas (MEM), ejerce las funciones en materia normativa dentro del sector y es el responsable del otorgamiento de concesiones y autorizaciones (BONIFAZ 2001:21).

2.2.1.5. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS (OSINERGMIN) E INSTITUTO DE DEFENSA DE LA LIBRE COMPETENCIA Y LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI)

El primero, a través de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), es el encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas del sector eléctrico e hidrocarburos, además, es el responsable de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución. Por otro lado, INDECOPI vela por la aplicación de normas de libre competencia, así como otras normas dentro de sus funciones.

2.2.2. LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

2.2.2.1. LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de Distribución ofrece un servicio básico: la energía eléctrica, la cual no es almacenable y es indispensable para el desarrollo de la economía. Esta es recibida desde las generadoras o transmisoras y llevadas al usuario final a través de redes de distribución aéreas o subterráneas. La inversión para el desenvolvimiento de esta actividad es elevada y la distribución de la electricidad requiere de sistemas de redes en toda un área geográfica, por ello las distribuidoras de electricidad poseen áreas de responsabilidad o concesiones. El monopolio regulado es la forma más eficiente de llevar a cabo la actividad ya que impide la instalación de redes paralelas de otras empresas que elevarían los costos operativos trasladándolos al cliente final (BWS 2002:2).

Se puede distribuir la energía eléctrica en tres tipos distintos de voltaje: redes de alta tensión (AT), redes de media tensión (MT) y redes baja tensión (BT) como detallaremos más adelante. Para efectos de la presente investigación nos centraremos en la distribución de energía eléctrica para los clientes de baja tensión.

2.2.2.2. PRINCIPALES ELEMENTOS

2.2.2.2.1. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones de distribución eléctrica tienen la finalidad de transformar el voltaje de la corriente eléctrica, procedente de las generadoras o transmisoras, para su posterior distribución a los usuarios finales. Las subestaciones de distribución o SED's suelen ubicarse de manera muy próxima a sus clientes.

2.2.2.2.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las redes de distribución eléctrica llevan la energía de las subestaciones de distribución (SED) hasta el usuario final. Las redes o líneas de distribución pueden ser aéreas, si son sostenidas por postes, o subterráneas, si van por debajo de la superficie. Asimismo, estas redes pueden ser de alta tensión (AT), media tensión (MT) o baja tensión (BT) según el voltaje que empleen, como se ha mencionado anteriormente.

2.2.2.3. REGULACIÓN

2.2.2.3.1. TARIFAS

En un monopolio natural exento de competencia, OSINERGMIN fija las tarifas del mercado de clientes regulados, mientras que, para el caso de los clientes libres, las distribuidoras compiten directamente con las generadoras, por lo que el precio es el resultado de las negociaciones con los clientes. Las tarifas del mercado regulado se componen de dos elementos: (i) la tarifa en barra, que es el precio al que la distribuidora compra la energía de las generadoras e incluye los costos de transmisión; y (ii) el valor

agregado de distribución (VAD), que comprende los costos unitarios de facturación y cobranza, las pérdidas estándares de distribución en potencia y energía, y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación de la distribución. El proceso de cálculos de tarifas parte del valor nuevo de reemplazo (VNR), que estima el costo de renovación de los activos de la empresa distribuidora con equipos de última tecnología tomando en cuenta las características de cada zona de concesión. (BWS 2002:5)

Asimismo, la Ley de Concesiones Eléctricas establece que las tarifas deben ser determinadas de forma tal que otorguen una rentabilidad de 12% sobre los activos de una “empresa eficiente” equivalente, a modo de incentivo económico para el desarrollo del sector. Sin embargo, ello no quiere decir que la legislación garantice una rentabilidad real para la empresa. Dependiendo de los parámetros definidos por el regulador, se pueden mostrar resultados negativos si las pérdidas de energía o los costos sobrepasan a los considerados como eficientes por el regulador. (BWS 2002:6)

2.2.2.3.2. SUBSIDIOS

En cuanto a subsidios, Osinergmin administra el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE), creado por la Ley N°27510, la cual establece un sistema de subsidio cruzado entre consumidores que beneficia a los usuarios residenciales cuyos consumos son menores de 100 kV hora por mes. El descuento que brinda el subsidio puede ser fijo, si el consumo está entre 30 y 100 kVh, o proporcional si está por debajo de 30 kVh. El subsidio es financiado con un recargo a los clientes regulados con consumos mayores a 100 kVh. Los descuentos por subsidio se aprecian a continuación:

Tabla N°03: Subsidio cruzado del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOCE)

Usuarios	Sector*	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30Kwh/mes	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30Kwh/mes hasta 100Kwh/mes
Sistema Eléctrico Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7.5 Kwh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y rural	50% del cargo de energía	15 Kwh/mes por cargo de energía
Sistema Aislado	Urbano	50% del cargo de energía	15Kwh/mes por cargo de energía
	Urbano-Rural y rural	62.5% del cargo de energía	18.75Kwh/mes por cargo de energía

* El sector será considerado Urbano, Urbano-Rural o Rural, de acuerdo con la clasificación de los sectores de distribución típicos a establecer por el Ministerio de Energía y Minas.

Fuente: Ley N° 27510.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es el sistema que suministra la electricidad a gran parte del país, sin embargo, existen algunos sistemas que aún no se han conectado al SEIN y se les conoce como sistemas aislados. La interconexión al SEIN representa una mejora de la calidad del suministro y a la vez, un incremento tarifario debido a la reducción de los descuentos en comparación a los de los sistemas aislados.

2.2.2.3.3. APORTES

La Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos establecen una retribución por parte de los titulares de concesión, como aporte por regulación, que no podrá exceder del 1% de sus ventas anuales. Además, se les debe proporcionar periódicamente información estadística sobre distribución, calidad y precios, así como información económica y financiera.

2.2.2.4. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

2.2.2.4.1. LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución de energía eléctrica requiere de las redes de distribución para llevar potencia y energía a los clientes finales. Las redes son conformadas por líneas de distribución las cuales pueden ser aéreas o subterráneas. Las redes son clasificadas según su nivel de tensión sustentadas en dos factores: en primer lugar, las necesidades de potencia que contrata un cliente y, segundo, la distancia que debe recorrer la electricidad por la línea de distribución, ya que está sujeta a pérdida natural la cual se minimiza mientras más alta sea la tensión transferida.

2.2.2.4.1.1. REDES AT

En las redes de alta tensión recorren voltajes que superan los 100 kV. Asimismo, requiere de equipos especializados para su mantenimiento, manipulación y otras operaciones para brindar una mayor seguridad y calidad en el suministro del servicio.

2.2.2.4.1.2.REDES MT

Recorren por estas redes tensiones ubicadas entre los 1 kV y 100 kV. Estas redes pueden atender clientes con necesidades energéticas en el rango antes mencionado como instalaciones industriales de importancia.

2.2.2.4.1.3.REDES BT

Las redes de baja tensión son aquellas destinadas a satisfacer la demanda de los clientes finales o pequeños negocios que no requieren de mayores niveles de potencia eléctrica. Para clientes residenciales se emplean voltajes de 110-220 voltios y para consumo industrial de 500-600. El costo por kWh de estas redes es mayor que para las redes de media tensión (DAMMERT, GARCÍA & MOLINELLI 2010:213).

2.2.2.4.2. TOPOLOGÍA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las topologías de las redes y su diseño permiten disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones. Existen tres tipos de topología:

2.2.2.4.2.1.SISTEMAS RADIALES

Aquellos cuyas líneas salen desde una subestación hacia un área de consumo pueden ramificarse, pero no volverán a encontrar punto común. Si bien es el sistema más barato la seguridad de la calidad del suministro se ve disminuida.

2.2.2.4.2.2.SISTEMAS EN ANILLOS

Los sistemas en anillos brindan mejor seguridad de suministro y pueden ser alimentados de varias fuentes al mismo tiempo. El número de anillos que se forman es reducido y puede tener ramificaciones. En caso falle una fuente de energía se puede mantener el suministro eléctrico con las fuentes restantes.

2.2.2.4.2.3. SISTEMAS ENMALLADOS

Se les conoce como enmallados ya que en todas las líneas de distribución se forman anillos que dan a la estructura final una apariencia similar a una malla. Brinda así la mayor seguridad en el suministro del servicio y el mayor de los costos también (DAMMERT & OTROS 2010:213).

2.2.2.5. CARACTERÍSTICAS ECÓNOMICAS

2.2.2.5.1. LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Los costos de la distribución de energía incluyen en valor del capital, el costo de operación y mantenimiento, y las pérdidas de energía.

2.2.2.5.1.1. COSTO DE CAPITAL

El costo de capital de una empresa distribuidora es igual al valor de la depreciación de sus instalaciones más los intereses que genera el capital invertido (DAMMERT & OTROS 2010:214), considerando principalmente el valor de las instalaciones de distribución y los equipos. El costo del capital puede ser evaluado en la práctica de tres formas:

- ✓ Costo histórico: representa el valor efectivamente pagado por la distribuidora por sus instalaciones y equipos descontando la depreciación acumulada.
- ✓ Costo de reposición: representa lo que costaría construir las mismas instalaciones y equipos en la actualidad, sin tener en cuenta la obsolescencia de la tecnología utilizada.
- ✓ Costo de sustitución o valor nuevo de reemplazo(VNR): representa el costo de adquisición de nuevas instalaciones y equipos que permitan ofrecer un servicio idéntico al proporcionado actualmente utilizando la última tecnología y buscando el mínimo costo.

2.2.2.5.1.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos necesarios para ofrecer el suministro de energía eléctrica con la calidad adecuada. Entre ellos tenemos los mantenimientos de las redes y las remuneraciones del personal técnico y administrativo, propio y de terceros.

Los costos de operación y mantenimiento varían entre las empresas distribuidoras debido a la densidad poblacional o características del servicio que poseen sus respectivas áreas de concesión. Ello debido a que el costo promedio en una zona rural será mayor que en la zona urbana por la distancia entre los clientes y un menor consumo de kWh por usuario.

Por lo tanto, los costos de operación y mantenimiento guardarán relación con la concentración poblacional y los niveles de consumo de energía eléctrica (DAMMERT & OTROS 2010:215).

2.2.2.5.1.3. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA

Las pérdidas de energía en el país se ubican en un orden del 7.6% (OSINERGMIN 2011). Entre las pérdidas podemos diferenciar dos tipos, las pérdidas conocidas como técnicas son aquellas resultantes de las condiciones propias de las instalaciones. Son pérdidas naturales del uso de las redes y de la carga de las mismas, así como de la circulación por las redes de distribución. El otro tipo de pérdidas de potencia y energía son las no técnicas, entre las cuales figuran el robo o hurto de energía (sin sistemas de medición), fraude (manipulación del equipo de medición) o por la propia administración, por ejemplo, mantener en campo medidores obsoletos, falla en la medición o el algún proceso administrativo relacionado (RUIZ 2008:26).

2.2.2.6. CLIENTES

En baja tensión los clientes se encuentran segmentados de la siguiente forma:

2.2.2.6.1. RESIDENCIALES

El sector residencial está compuesto por unidades familiares, son considerados el usuario final del servicio de energía eléctrica y representan aproximadamente el 77% de las ventas anuales de energía de la compañía (ver Anexo N° 01). Los usos más comunes de la energía eléctrica en este sector son para la cocción de alimentos (microondas o cocinas eléctricas), calentamiento del agua (termas eléctricas), aire acondicionado y ventiladores, artefactos electrodomésticos (refrigeradoras, televisores, etc.) e iluminación.

2.2.2.6.1.2.COMERCIALES

El sector comercial considera actividades de servicios, comerciales y de actividad pública. Entre las más demandantes de energía tenemos al comercio al por mayor y menor, administración pública y defensa, transporte y comunicaciones, intermediación financiera entre otros. El requerimiento energético de las actividades antes mencionadas está ligada al nivel de actividad económica de esa rama desarrolle. Asimismo, aparte del factor económico, otro aspecto que puede influenciar en las necesidades de energéticas de un sector es la política que este aplicando el Estado en la promoción y desarrollo del sector influyendo en la evolución del mismo.

2.2.2.6.1.3.INDUSTRIALES

En este sector se encuentran por ejemplo la industria manufacturera, las producciones de caucho y plástico, y la fabricación de productos textiles como los mayores demandantes de energía eléctrica. El consumo energético dependerá de la rama industrial en la que el negocio se desempeña o del tipo de producto que fabrique. La tecnología que se emplee, el nivel de cantidad que se produzca, el tipo de proceso productivo y el régimen de producción determinarán el nivel energo-intensivo de la industria y sus necesidades eléctricas (BOUILLE 2004:128).

2.2.3. CALIDAD DEL SUMINISTRO

En un monopolio regulado como el del sector eléctrico donde los precios son controlados mediante tarifas, las empresas distribuidoras de electricidad buscan maximizar sus beneficios. Las redes de distribución eléctrica son el medio por el cual estas empresas logran colocar y vender la energía al usuario final. La calidad del suministro en la distribución representa la continuidad del servicio eléctrico, por la cual el cliente no ve deteriorada su calidad de vida o afectados sus niveles de producción según sea el caso, ni las distribuidoras afectadas sus beneficios.

En las empresas distribuidoras existe una clara relación entre los niveles de inversión que pueda realizar y la calidad del servicio que les pueda brindar a sus clientes. Es decir, si una empresa detiene sus inversiones y el mantenimiento de redes y equipos estaría disminuyendo progresivamente la calidad del suministro eléctrico. Las empresas que realizan esta actividad deben buscar el punto óptimo entre sus costos y la calidad del servicio que desean brindar.

La calidad del suministro puede ser estudiada desde cuatro aspectos distintos, siendo los dos primeros componentes de la calidad técnica. Son los siguientes:

- a) La calidad del producto: considera principal la tensión, frecuencia y perturbaciones eléctricas.
- b) La calidad del suministro: considera las interrupciones o fallas en el sistema eléctrico.
- c) La calidad comercial: considera la atención al cliente, la facturación y registro, y la medición del consumo.
- d) Alumbrado público: responsabilidad de la empresa concesionaria en nuestro país. Considera los niveles de iluminación de acuerdo a la zona (DAMMERT & OTROS, 2010:288-292).

2.2.3.1. LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

La continuidad del suministro puede ser medida por el número de interrupciones en el suministro eléctrico y por la duración de las mismas. Ambos índices o indicadores se

encuentran ligados a las políticas de inversión y mantenimiento que pueda tener la empresa.

2.2.3.1.1. INDICADORES

En el Perú, los indicadores establecidos por OSINERGMIN (OSINERGMIN 2011:9) son los siguientes:

- ✓ SystemAverageInterruptionFrecuencyIndex(SAIFI): mide la frecuencia media de interrupción por usuario en un periodo determinado.
- ✓ SystemAverageInterruptionDurationIndex (SAIDI): mide el tiempo total promedio de interrupción por usuario en un periodo determinado.

Indicadores de calidad del suministro eléctrico

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i x u_i}{N} \dots \dots \dots (Ec. 01)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \dots \dots \dots (Ec. 02)$$

Dónde:

t_i = Duración de cada interrupción

u_i = Número de usuarios afectados en cada interrupción

n = Número de interrupciones del periodo

N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda

2.2.3.1.2. TIPOS DE INTERRUPCIONES

Una interrupción en el suministro eléctrico debe entenderse como una pérdida total detención eléctrica. Las interrupciones pueden ser de dos tipos: programadas o imprevistas, como veremos a continuación.

2.2.3.1.2.1. INTERRUPCIONES PROGRAMADAS MT/BT

Las interrupciones programadas son aquellas en las cuales la empresa distribuidora genera una interrupción en el suministro eléctrico del cual tiene consciencia el cliente. La empresa programa el día, la hora y el tipo de trabajo a realizar, y comunica mediante radios y televisión a los usuarios afectados la hora de inicio y término de la interrupción

2.2.3.1.2.1.1. POR MANTENIMIENTO

Las interrupciones programadas por mantenimiento requieren del corte de energía eléctrica para llevar a cabo labores de mantenimiento en el área seccionada.

2.2.3.1.2.1.2. POR EXPANSIÓN

Las interrupciones programadas por obras o expansión requieren también del corte de suministro eléctrico para la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico de baja tensión.

2.2.3.1.2.2. INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT

Las interrupciones no programadas o imprevistas son aquellas fallas que ocurren inesperadas en el sistema eléctrico. Las interrupciones imprevistas pueden ser clasificadas como se mostrará a continuación:

2.2.3.1.2.2.1. FALLAS PROPIAS

Las fallas propias son aquellas originadas por la empresa distribuidora. Muchas de ellas están relacionadas a los temas de mantenimiento, calidad de los equipos, obsolescencia de los mismos o maniobras erróneas en las operaciones de campo por parte del personal técnico.

2.2.3.1.2.2.2. AMBIENTALES

Son fallas originadas por la naturaleza. Las fallas pueden darse en las redes de

distribución o en las subestaciones de distribución.

2.2.3.1.2.2.3. TERCEROS

Son fallas que no involucran las dos primeras arriba mencionadas ni al cliente. Estas fallas interfieren en el suministro continuo de energía y el equipamiento eléctrico.

2.2.3.1.2.2.4. HURTO

Es el robo del equipamiento eléctrico o de las redes de distribución por terceros.

2.2.3.1.2.2.5. CLIENTES

Son interrupciones imprevistas originadas por los propios clientes de la empresa.

2.2.3.1.3. COMPENSACIONES POR INTERRUPCIONES IMPREVISTAS EN BT

El Estado, a través de la Ley de Concesiones Eléctricas y la Norma Técnica de Calidad del Sector Eléctrico, establecen parámetros para regular la calidad del suministro eléctrico. Los clientes son facturados a partir de una medición específica de consumo mensual y una tarifa establecida. Asimismo, puede recibir descuentos en su factura por concepto de mala calidad en el suministro eléctrico como lo son las interrupciones en el mismo. Estos saldos a favor al cliente, o compensaciones, buscan el resarcimiento o contraprestación por un daño o perjuicio sufrido. Ellas se realizan a los clientes más no al organismo regulador, y se efectúan en la facturación del mes siguiente de producida la interrupción.

2.2.3.1.3.1. COMPENSACIÓN POR LCE

La Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que toda interrupción imprevista mayor a cuatro horas está sujeta a una compensación económica por el costo de la potencia y la energía no suministrada, excepto en aquellas por causa imputables al usuario

afectado. La compensación se efectúa como un saldo a favor en la facturación al mes siguiente de producida la interrupción.

La tarifa BT5, la cual es la tarifa mayoritaria para los clientes residenciales, está compuesta por el consumo de energía más un cargo fijo por la potencia contratada. Para la valorización de la compensación a los clientes se utilizan los siguientes cálculos:

2.2.3.1.3.2. COMPENSACIÓN POR ENERGÍA

Indicadores de calidad del suministro eléctrico (La compañía. Teoría de compensaciones 2012)

$$Monto_{acompa} = (CR - CE_{cliente}) * E_{comp}(1) \dots \dots \dots (Ec. 03)$$

Donde:

$Monto_{acompa}$ = Monto en S/. a compensar

CR = Costo de Racionamiento vigente a la fecha de la interrupción.

$CE_{cliente}$ = Tarifa por energía vigente a la fecha de interrupción

$$E_{comp} = \text{Energía a compensar} \dots \dots \dots (Ec. 04)$$

Las compensaciones mensuales por interrupciones imprevistas tienen tres variables: el coste de racionamiento (el cual es un costo fijo que es actualizado por el ente regulador cada seis meses), la tarifa eléctrica del cliente (en baja tensión la tarifa mayoritaria es la BT5), y la energía a compensar (que es el consumo promedio al año anterior de la interrupción). La LCE define el costo de racionamiento como el costo promedio incurrido por los clientes al no disponer de energía eléctrica, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

2.2.3.1.3.3. DESCUENTO EN CARGO FIJO DE POTENCIA

Se deberá descontar del cargo fijo por potencia de los clientes que les corresponda un monto igual al que surja del siguiente cálculo:

Indicadores de calidad del suministro eléctrico cliente (La compañía. Teoría de compensaciones 2012)

$$Monto_{acopm} = P_{acomp} * CP_{cliente} (2) \dots \dots \dots (Ec. 06)$$

Donde:

$Monto_{acopm}$ = Monto en S/. a compensar

P_{comp} = Potencia a compensar

$CP_{cliente}$ = Tarifa por potencia vigente a la fecha de interrupción

No se incluirán en el cálculo aquellas interrupciones relacionadas con: casos de fuerza mayor debidamente comprobadas por la autoridad, las programadas y comunicadas con cuarenta y ocho (48) horas mínimas de anticipación, las interrupciones por morosidad (deuda) y las interrupciones debidas a fallas propias del cliente (defectos internos).

El monto total a compensar para cada cliente por energía y potencia es igual a (1) + (2). Asimismo, las compensaciones por interrupciones según la Ley de Concesiones Eléctricas deben ser informadas mensualmente a Osinergmin.

2.2.3.1.3.3. COMPENSACIÓN POR NTCSE

La compensación por Norma Técnica de Calidad en el Sector Eléctrico (NTCSE) se efectúa a los clientes cuando en el acumulado de seis meses se supere los límites para las interrupciones permitidas por la NTCSE en frecuencia y/o duración. La compensación se realiza en la facturación del mes siguiente al semestre. Para efectos de la compensación no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos, las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por el ente regulador y las interrupciones debidas a fallas propias del cliente (defectos internos).

Además, para el procesamiento de la información y determinación de las compensaciones se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- ✓ Interrupciones por morosidad u otras causas: están relacionadas con el domicilio de usuarios en situación de corte del suministro ordenado por la propia suministradora como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por ley, no serán computadas para el cálculo de los indicadores de calidad de suministro.
- ✓ Casos de fuerza mayor: son los casos de desastres naturales como movimientos sísmicos, maremotos, vientos huracanados, desborde de ríos, huaicos o inundaciones, descargas atmosféricas, acciones de terceros como postes chocados, cables picados, hurto de conductores y/o fusibles, actos vandálicos, corte provocado por inundaciones debido a deficiencias en los ductos de agua potable y alcantarillado, simulacros a solicitud de entidades públicas, corte a solicitud del cliente o por fallas en las instalaciones internas del mismo, etc. Solo los casos debidamente comprobados y calificados como tales por la autoridad competente.
- ✓ Usuarios con antigüedad menor a seis meses: comprenden la estimación de la energía a emplear para el cálculo de la compensación por incumplimiento en los niveles de calidad del suministro será definida en función al consumo habido, proyectado para un periodo semestral.
- ✓ Suministros dados de baja: para este caso se computarán las interrupciones hasta la fecha en que se produce efectivamente dicha circunstancia. La energía semestral se determinará proyectando los valores de energía facturados.

La valorización para el descuento respectivo se realizará tomando en cuenta los siguientes cálculos:

Indicadores de calidad del suministro eléctrico (La compañía. Teoría de compensaciones 2012)

$$Comp = e * E * ENS \dots \dots \dots (Ec. 08)$$

$$E = \left[1 + \frac{(N - N')}{N'} + \frac{(D - D')}{D'} \right] \dots \dots \dots (Ec. 09)$$

$$ENS = \frac{ERS}{(NSH - d)} * D \dots \dots \dots (Ec. 10)$$

Donde:

Comp = Compensación por Calidad de Suministro

e = 0,35 US\$/kWh

N' y D' = Tolerancias permitidas según NTCS

d = Duración total real de las interrupciones ocurridas en el semestre

N y D = Indicadores de calidad (frecuencia y duración)

NHS = Número de horas del semestre

ENS = Energía No Suministrada

ERS = Energía registrada en el Semestre

N= Frecuencia total ponderada del semestre = k1 + k2 +...kn

D = Duración total ponderada del semestre = d1*k1 + d2*k2 +...dn*kn

La NTCSE establece las siguientes ponderaciones:

- ✓ En cuanto a frecuencia: las interrupciones imprevistas tienen un valor de 1 (ki=1), mientras que en las programadas para expansión el valor es de la mitad.
- ✓ En cuanto a duración: las interrupciones imprevistas tienen un valor de 1 (ki=1), mientras que en las programadas para mantenimiento y expansión son de 0.5 y 0.25 respectivamente.

Las ponderaciones demuestran que las interrupciones imprevistas son penalizadas al 100%, y la resolución de las mismas las hace prioritarias a las programadas. Asimismo, las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para la baja tensión son las siguientes.

- ✓ Número de interrupciones por cliente (N’): 06 interrupciones/semestre
- ✓ Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D’): 10 horas/semestre

Si el cliente recibe una compensación en un mes por la LCE y al fin de semestre por la NTCSE, no es que se esté penalizando a la empresa dos veces. La compensación

semestral toma en cuenta la compensación mensual y el cliente recibe la diferencia con la compensación total.

2.2.4. MARCO LEGAL

Las principales normas que rigen la actividad de la compañía son las siguientes:

2.2.4.1. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

En el Perú el sector eléctrico se rige por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), promulgada en el año 1992, y por su reglamento, promulgado en el año 1993. De acuerdo a dicha ley, el sector eléctrico peruano se divide en tres grandes actividades: generación, transmisión y distribución. A partir del año 2000, el sistema eléctrico peruano está conformado por solo un sistema interconectado nacional (SINAC), además de algunos sistemas aislados.

La operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión está sujeta a las disposiciones del Comité de Operación Económica del Sistema Integrado Nacional (COES-SINAC) con el objetivo de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la operación de las centrales eléctricas al costo mínimo. Asimismo, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, incluye la participación de distribuidoras y clientes libres como miembros de COES en el mercado de corto plazo, además de las empresas de generación eléctrica.

2.2.4.2. LEY DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA

Es la ley que crea el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), cuya función es supervisar las actividades de las empresas en los sectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las disposiciones legales y normas técnicas vigentes, incluyendo lo relativo a la protección y conservación del medio ambiente.

2.2.4.3. NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos. La responsabilidad de su implementación y aplicación recae en OSINERGMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones, tanto a empresas eléctricas como a clientes, en casos de incumplimiento de la norma.

2.2.4.4. LEY ANTIMONOPOLIO Y ANTIOLIGOPOLIO EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

En el año 1997 se promulgó la Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico la cual establece que las concentraciones de tipo vertical u horizontal en los subsectores de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica estarán sujetas a un procedimiento de autorización para evitar el impedimento o disminución de la competencia. La autorización se realizará ante el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) cuando la concentración involucre un porcentaje igual o superior al 15% del mercado en el caso de la concentración horizontal, y en el caso de concentración vertical un porcentaje igual o superior al 5%.

2.2.4.5. LEY QUE ESTABLECE EL MECANISMO PARA ASEGURAR EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PARA EL MERCADO REGULADO

Esta ley, publicada en el año 2008, indica que las demandas de potencia y energía destinadas al servicio público de electricidad que no cuenten con contratos de suministro de energía eléctrica serán asumidas por los generadores según el procedimiento que OSINERGMIN establezca.

2.3. HIPÓTESIS GENERAL

Análisis, diagnóstico y propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el suministro eléctrico, mejorara la calidad de servicio eléctrico requerido de la población del distrito de Macusani según NTCSE.

2.3.1. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS

- a) Si es posible el diagnóstico de la situación actual de redes secundarias, redes primarias y línea primaria, y contribuir a la mejora a la calidad de servicio a causa de fallas imprevistas.
- b) Si es posible determinar el origen y las causas de fallas del suministro eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya.
- c) Si es posible desarrollar una propuesta viable para mejorar la calidad de servicio Eléctrico.

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación será de carácter cualitativo-descriptivo, ya que se pretende analizar, diagnosticar e identificar el origen de las fallas del sistema eléctrico y así mismo las brechas que existen entre la percepción del cliente y sus expectativas, así como las causas de las mismas.

3.1.2. DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

La presente es una investigación no experimental de diseño transversal, ya que se aplicarán las encuestas y entrevistas solamente una vez para determinar la situación actual respecto a la percepción del cliente de la calidad del servicio eléctrico y se realizará una propuesta viable de mejora de calidad en el servicio eléctrico.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

3.2.1. POBLACIÓN

La población que es objeto de esta investigación estará formada por los clientes de la empresa (SEMA), del producto unidades de energía eléctrica ininterrumpida, que se encuentran en diferentes partes del distrito de Macusani

3.2.2. MUESTRA

Dada la naturaleza cualitativa de la investigación y el tipo de resultados que se busca obtener, el tipo de muestra que se utilizará será no probabilístico, o también llamada dirigida. Será una muestra homogénea combinada con una muestra casos-tipo, en donde

las unidades a seleccionar poseerán un mismo perfil, es decir serán parte del grupo de los clientes de la empresa (SEMA).

3.3. TECNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECTAR DATOS

Para el desarrollo de esta investigación se necesitan instrumentos que permitan la recolección de los datos e información pertinente. Las estrategias empleadas para la recolección, codificación y análisis de los datos e información se fundamentaron en los siguientes:

Tabla N° 4: Técnicas e Instrumentos

Técnicas	Instrumentos
- Entrevista a los representantes de Servicios Eléctricos Macusani (SEMA) los cuales encargados del sistema eléctrico y a los usuarios. - Observación directa: Recopilar, preparar e interpretar la información básica para - Cálculos matemáticos - Cálculos físicos electro-mecánicos.	- Mediante cuestionario de preguntas a los encargados y a usuarios. - Lista de cotejo, Cuaderno de registro, cuaderno de notas, Internet. - Calculadora, Pc, GPS, cámaras fotográficas Etc. - Software independizado, Auto cad, Red cad y Neplan para diseños necesarios. Excel para cálculos necesarios. - instrumentos necesarios para medición

Elaboración: Propia

Se empleó equipos y herramientas como GPS, Laptops, cámaras fotográficas, camionetas y otros que se requieren para el análisis y diagnóstico de las instalaciones eléctricas.

3.4. PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

- Investigación bibliográfica. Investigación en Internet, proyectos de electrificaciones rurales, urbanas y similares.
- Entrevista personal a los usuarios o clientes, autoridades y trabajadores de Servicios Eléctricos Macusani (SEMA)

- Visitas al campo o al lugar para la observación directa y obtener datos necesarios.
- Recopilación de información de Electro Puno S.A.A. y otras instituciones con visitas presenciales y vía internet.
- Consultas con el Director de tesis, Asesores de Tesis y Profesores
- Desarrollo de cálculos, dibujos.

La metodología usada para recopilar la información primaria de los diferentes grupos de interés en el proyecto fue el de moderación o entrevista personal y visualización a través de talleres de participación ciudadana (Tormenta de Ideas). Este método se basó en el “Documento sobre Técnicas de Moderación y Dirección de Grupos”, desarrollado por Burkhard Gnass, PROAGUA/GTZ (Cooperación Técnica del Gobierno de Alemania), 1998.

Este método consiste que el moderador mediante la visualización permita transmitir los diversos aspectos para recopilar información cuantitativa y cualitativa in-situ relacionado con los intereses, problemas, recursos, estrategias, causas y efectos de los diferentes grupos de interés que participan activamente en los talleres respectivos a través de la técnica de tormentas de ideas.

También se recopiló datos de campo, previa visita a todas las localidades en la cual se realizó encuestas, asimismo se recopiló información de fuentes confiables de carácter demográfico, económico y productivo, incluyendo las actividades económicas: agrícola, ganadera, comercial, industrial, forestal, minera, etc.; y de cualquier otra actividad que tenga impacto en el consumo de la energía eléctrica, ya sea por su utilización como insumo o como uso final.

La metodología usada de manera presencial recorriendo todas las redes eléctricas, como líneas primarias, redes primarias, redes secundarias y sub estaciones observando la situación y la condición en que se encuentran.

Se efectuó una programación general para la realización del diagnóstico en las diferentes localidades en coordinación con las autoridades de cada localidad.

Para la estimación de la demanda, se ha tomado en cuenta la siguiente información:

Información histórica de los consumos unitarios de energía y potencia de las localidades con servicio eléctrico y características geográficas y socioeconómicamente similares a las del proyecto, información proporcionada por la SEMA (SERVICIOS ELECTRICOS MACUSANI), ELECTROPUNO S.A. y empresa de generación SAN GABAN, Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), el cual proporciona información de los últimos censos poblacionales a nivel nacional (Censo de 1993 y 2007).

3.5. PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Se realizó un procesamiento adecuado de la información tanto documental como computarizado de los datos, mediante programas comerciales como:

- Hojas de cálculo de Microsoft Office Excel.
- Microsoft Office Word.
- Neplan.
- Software Autodesk (AutoCad).
- Software Red Cad

3.5.1. ANÁLISIS DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

3.5.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA DE LOCALIDADES SIMILARES

Se han obtenido los consumos unitarios domésticos (CUD) de energía de las localidades similares electrificadas (Ver Anexo 2), proyectándolos para un horizonte de 20 años, conforme se resume en el cuadro siguiente:

Tabla N° 5: Consumo Unitario Promedio Anual en Localidades del Proyecto

Tipo de Loc.	Año/CUD																				
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
I	35,63	36,08	36,53	36,97	37,42	37,86	38,31	38,76	39,2	39,65	40,1	40,54	40,99	41,44	41,88	42,33	42,78	43,22	43,67	44,12	44,56
II	25,06	25,33	25,61	25,88	26,16	26,43	26,71	26,98	27,26	27,53	27,81	28,08	28,36	28,63	28,91	29,18	29,46	29,73	30,28	30,83	31,38

Fuente: Información proporcionada por SEMA.

3.5.1.2.DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS

Los CUi y CUF se han determinado de la proyección de los consumos unitarios promedios de tres años. Para la proyección de los consumos unitarios de energía se modelan según la curva exponencial determinado por la siguiente ecuación: (ver Anexo 2)

$$CUD = A \times (Nab)^B \dots\dots\dots(Ec. 11)$$

Dónde:

CUD: Consumos unitario de energía doméstica (kWh-Año)

Nab: Número de abonados.

A y B: Parámetros de proyección (varían según el crecimiento de abonados y energía)

Reemplazando en las ecuaciones potenciales para los años 1 (2017) y 20 (2036), se determina los CUDs inicial y final respectivamente, conforme se resume en el cuadro siguiente:

Tabla N° 6: Consumos Unitarios por Tipo de Localidad

TIPO	CUDi	CUDf
I	35.63	44.56
II	25.06	31.38

Elaboración: Propia.

3.5.2. DETERMINACIÓN DE FACTOR DE CARGA

Se contó con el diagrama de carga del transformador 4TP-722, que se muestra en el cuadro siguiente, de este diagrama se obtiene un factor de carga de 0,353, para determinar la Máxima demanda de los alimentadores en kW, se consideró un factor de potencia de 0.7 para horas fuera de punta y un factor de potencia de 0.9 para horas punta, obteniendo como resultado un factor de carga de 0,353.

Tabla N° 7: Factores de Carga por Tipo de Localidad

Descripción	I	II
fc inicial	0.353	0.353
fc final	0.453	0.453

Elaboración: Propia

3.5.2.1.CRITERIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA Y ANÁLISIS DE TASA DE CRECIMIENTO POBLACIONAL

La proyección de la población y del número de viviendas totales se realiza empleando la información proporcionada por el INEI de los censos de población y vivienda de los distritos y provincias del proyecto, para los años 1993 y 2007, obteniendo así la tasa de crecimiento poblacional por localidad.

3.5.2.2.DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO

Para la determinación de la tasa de crecimiento a utilizar para la proyección de la población se han usado las siguientes fuentes:

Crecimiento poblacional, se cuenta con los datos de población total de los distritos y provincias del proyecto para los años 1993 y 2007. (ver Tabla 20)

En conclusión, se realizará la proyección del número de habitantes con la tasa de crecimiento poblacional obtenido y para la proyección de las viviendas se tomará la relación de Hab/Viv, y se obtendrá el número de viviendas proyectado.

3.5.2.3.RELACIÓN DE HABITANTES POR VIVIENDAS

Sobre la base de los resultados de la visita de campo, en donde se contabiliza la población y el número de viviendas, se determina la relación entre el número habitantes y el número de viviendas (densidad familiar) para cada localidad del proyecto, esta relación es utilizada para la proyección del número de viviendas en todo el horizonte de planeamiento.

Los valores asumidos de la densidad familiar para el análisis de la demanda, se mantiene constante para todo el período de análisis y es calculada para cada localidad

El número de viviendas se determina en función a la siguiente relación:

$$N_{viv} = \frac{N_{hab}}{(Hab/Viv)} \dots \dots \dots (EC. 12)$$

Dónde:

- Nviv : Número de Viviendas
- Nhab : Número de habitante de cada año (resultado de la proyección).
- Hab/Viv : Relación de Habitantes por viviendas.

3.5.2.4.RELACIÓN ENTRE ABONADOS COMERCIALES Y ABONADOS DOMÉSTICOS

La relación entre el número de abonados comerciales y domésticos es determinada para cada localidad del proyecto en base a la información obtenida durante los trabajos de campo, este indicador es aplicado en la determinación del número de abonados comerciales de la siguiente manera:

$$N^{\circ} \text{ Abon. Com.} = N^{\circ} \text{ Abon. Dom.} \times (AC/AD) \dots\dots\dots (\text{Ec. 13})$$

Dónde: AC/AD: Es variable y depende de la localidad de análisis (Datos de encuestas). Para la proyección de la demanda de potencia y energía de las cargas comerciales se toma los mismos criterios utilizados para la proyección de los abonados domésticos.

3.5.2.5.RESUMEN DE INDICADORES PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

Indicadores del mercado eléctrico se muestra en el cuadro siguiente.

Tabla N° 8: Resumen de Indicadores

ITEM N°	PARAMETROS CONSIDERADOS		LOCALIDAD TIPO I	LOCALIDAD TIPO II
1	Numero de Localidades		3.00	13.00
2	Tasa de Crecimiento Poblacional [%] (*)		VARIOS	VARIOS
3	Coeficiente de Electrificacion	Año Inicial	100%	100%
		Año Final	100%	100%
4	Consumo Unitario Domestico por Año [kWh/Año]	Año Inicial	472.570	277.444
		Año Final	727.418	427.065
5	Porcentaje de Crecimiento anual del Consumo Unitario Domestico [%]		2.18%	2.18%
6	Calificacion Electrica para el sector Domestico [W/Lote]	Año Inicial	310.392	208.538
		Año Final	366.347	215.081
7	Calificacion Electrica para el sector Domestico para Diseño [W/Lote]		472.57	277.44
8	Consumo Unitario Comercial por Año [kWh/Año]	Año Inicial	416.167	416.167
		Año Final	640.598	640.598
9	Tasa de Crecimiento del Consumo Unitario Comercial [%]		2.18%	2.18%
10	Calificacion Electrica para Cargas Uso General o Especiales[W/Lote]	Año Final		
11	Horas de Utilizacion al Año Inicial [Horas/Año] (DOMESTICO)	Año Inicial	3091.20	3091.20
		Año Final	3971.20	3971.20
12	Incremental de Horas de Utilizacion al Año		44.0	44.0
13	Factor de Carga	Año Inicial	0.353	0.353
		Año Final	0.453	0.453

Elaboración: Propia

3.5.2.6.PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA

3.5.2.6.1. MODELO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

El estudio de mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de las localidades pertenecientes al proyecto; que permitirá definir la calificación eléctrica y el dimensionamiento de las redes secundarias, redes primarias y líneas primarias para un horizonte de 20 años.

Teniendo en consideración las características propias de cada localidad respecto a la ubicación geográfica, forma de vida, densidad y crecimiento poblacional, actividades socioeconómicas, a su infraestructura existente y proyectada, sus recursos naturales, sus demandas para fines productivos artesanales, proyectos de desarrollo, etc.; se realiza la evaluación específica de su potencial de desarrollo y su futura demanda de energía y potencia para su posterior electrificación.

La estimación de la máxima demanda de potencia y de energía eléctrica en el área de estudio, se realizó identificando en forma previa las localidades: sus nombres, categoría política, ubicación, población y número de viviendas; así como los diferentes tipos de cargas especiales.

El análisis se realiza definiendo el Consumo Unitario de energía para cada tipo de carga, por sectores: doméstico, comercial, industrial, uso general, etc. Para el análisis se efectuó la clasificación de las localidades en dos tipos: I y II. La proyección de la máxima demanda se realiza año por año, en base a factores de carga adecuados y coeficientes de electrificación en concordancia con los planos de ubicaciones de las viviendas y los radios de acción de los transformadores de distribución con el grado de dispersión de las viviendas y las condiciones socioeconómicas de la zona del proyecto.

3.5.2.7.DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS

Tomando como base la información recopilada del Concesionario Electro Puno, de los consumos mensuales por usuario, se procede a determinar los consumos unitarios de la siguiente manera:

3.5.2.8.DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS CONSUMOS UNITARIOS

Para la determinación del consumo unitario por tipos de localidades se utilizó la siguiente fuente de información:

Datos de consumos unitarios por localidad.

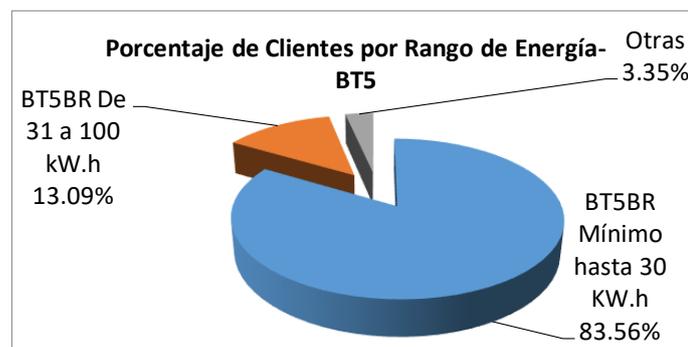
Datos de consumos unitarios por tipo de tarifa.

Para la selección de consumos unitarios se utilizó el método de promedios ponderado el cuál se describe a continuación:

Se selecciona la localidad, de acuerdo a su similitud con las localidades determinadas en la priorización, siguiendo criterios de denominación, configuración de localidad, nivel de desarrollo social, actividades comerciales, etc.

Se realiza la caracterización de la carga que consiste en la determinación de los tipos de consumidores, basándose en el número de clientes por tipo de tarifa y rangos de consumo. Determinado que el 96,7% de los clientes se encuentran en la tarifa BT5BR, entre los rangos de <0 – 30] y <30 -100] kW.h/mes-usuario.

Figura N° 3: Caracterización de la Carga.



Fuente: Información Histórica de Electro Puno S.A.A

Del gráfico anterior podemos ver que, en el área del proyecto, la demanda se encuentra distribuida entre los dos primeros rangos de la tarifa BT5BR. Teniendo una incidencia mayor de clientes en el rango de consumos menores a 30 kWh.

Sólo se consideran consumos unitarios por tipo de opción tarifaria BT5B de 0-30kWh-mes y de 31-100kWh-mes, de los análisis de la de la demanda histórica se identifica que

la mayoría de los clientes de 31-100kWh-mes representan consumos de uso comercial y se asigna pesos ponderados para la determinación del consumo unitario por tipo de localidad.

Como las localidades del proyecto presentan abonados domésticos y comerciales se estableció la relación en la que influyen los consumos unitarios de los clientes domésticos y comerciales en el consumo unitario total de la localidad, para ello con la información proporcionada por SEMA. se establecieron porcentajes de clientes de abonados domésticos y abonados comerciales para la zona del proyecto, con ello se estableció los pesos ponderados a aplicarse a los tipos de tarifas para los consumos unitarios de cada tipo de localidad, además también se tuvo en consideración los siguiente:

$$P.P_{Ri} = \frac{N^{\circ}Clientes_{Ri}}{\sum_{i=1}^3(N^{\circ}Clientes_{Ri})} \dots \dots \dots (Ec. 14)$$

$$CUD_{Loc.Tipo01} = \sum_{i=1}^2(P.P_{Ri} * Prom.CUD_{Ri}) \dots \dots \dots (Ec. 15)$$

Dónde:

Ri : Rango de Consumo de la tarifa BT5B, (R1= [0; 30]; R2=<30; R3=<100; a más])

PPR : Peso Ponderado del Rango de Consumo i.

Prom.CUD_{Ri} : Promedio de consumos unitarios de clientes perteneciente al Rango de Consumo i.

Para la determinación del CUD, por tipo de localidad, no se consideran los usuarios con consumos mayores a 100 kWh/mes, los que a su vez son muy escasos y distorsionan el resultado final.

Al emplear esta metodología se obtiene un consumo unitario de las localidades dentro del rango de consumos unitarios existentes en la zona del proyecto pertenecientes a los mismos distritos, que tienen el mismo grado de desarrollo, el mismo ambiente geográfico, por lo tanto, tendrán similar consumo unitario.

A continuación, se presenta el cuadro de pesos asignados a los tipos de tarifas para la determinación del consumo unitario por tipo de localidad:

Tabla N° 9: Asignaciones de los pesos ponderados por localidad

Localidad Tipo I			Localidad Tipo II		
Tipo de Tarifa BT5BR-Rangos	Calculado	Asumindo	Tipo de Tarifa BT5BR-Rangos	Calculado	Asumindo
De 1 a 30 Kw.h	20%	0.3	De 1 a 30 Kw.h	89%	0.9
De 31 a 100 Kw.h	75%	0.7	De 31 a 100 Kw.h	8%	0.1

Elaboración: propia

Nota: Se tomó como criterio para las localidades del tipo II un menor peso de los consumos unitarios comerciales. (Debido a que tienen en su mayoría solo abonados domésticos).

3.5.2.9.DETERMINACIÓN DE LOS CONSUMOS UNITARIOS INICIAL POR TIPO DE LOCALIDAD

Para el cálculo de los consumos Unitarios doméstico (kWh/mes), por tipo de localidad, se calculó el promedio ponderado de los consumos por localidad modelo (Tipo I y II), teniendo en cuenta las asignaciones de los pesos ponderados antes calculados, para cada rango de consumo de la tarifa BT5BR, (años 2009 al 2013), el detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 2, cuyos resultados se muestran a continuación:

Tabla N° 10: Consumos Unitarios Tipo I y II.

Resultados	(kw/usuario)	
	Loc. Tipo	CUD-año INICIAL
I	35.63	427,56
II	25.06	300,72

Elaboración: propia.

3.5.2.10. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE CARGA

3.5.2.10.1. FACTORES DE CARGA DE LOCALIDADES RURALES

El factor de carga se ha calculado en forma indirecta, tomando en cuenta las horas de utilización al mes, reguladas por Osinergmin.

Las horas de utilización se ha obtenido del Informe Técnico Informe No. 0432-2013-GART – página 42, Número de horas de Baja Tensión: para el sector SER corresponde 208 horas de utilización al mes, como es el caso del Sistema eléctrico Macusani:

Tabla N° 11: Número de horas de Uso de Baja Tensión

Sector Típico SER

	Energía (*)	Potencia (*)
Media Tensión	1,99%	0,82%
Baja Tensión	6,22%	6,61%
Técnicas	3,37%	3,76%
SEDs MT/BT	2,86%	2,62%
Redes BT	0,34%	0,77%
Acometidas	0,02%	0,04%
Medidores	0,15%	0,33%
No Técnicas	2,85%	2,85%

(*) Porcentajes referidos al ingreso en cada nivel de tensión

NHUBT	205
-------	-----

Fuente: Informe Técnico No. 0432-2013-GART

$$Fc = \frac{NHUBT}{720} \dots \dots \dots (Ec. 16)$$

NHUBT: Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases (= 205 horas)

Por lo tanto:

$$Fc(I y II) = 0,353 \dots \dots \dots (Ec. 17)$$

Nota Importante: El Factor de carga determinado corresponde a las cargas residenciales, para el caso del proyecto a las cargas domésticas.

Se han obtenido los siguientes resultados del análisis de las mediciones de demanda:

Tabla N° 12: Máxima demanda año 2015

Día de Máx. Dem. 2015	2460	4/01/2015
Máxima Demanda=	2460	kW
Demanda Media=	1719.5	kW

Elaboración: propia

El factor de carga correspondiente es 0,699, que pertenece a la SET San Gabán, sin embargo, este factor no refleja el consumo de las cargas rurales de la zona, y siendo muy difícil su desagregación para determinar el factor de carga rural, debido a la ausencia de

mediciones de perfiles de carga en SED’s de localidades rurales, como la Localidad de Tantamaco, Pacaje, se opta por el factor de carga regulado, determinado mediante mediciones en sistemas eléctricos rurales en el año 2016 por el Organismo Regulador de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin.

Por lo tanto:

$$Fc(I \text{ y } II) = 0,353 \dots \dots \dots (Ec. 18)$$

3.5.3. CRECIMIENTO DEL CONSUMO UNITARIO Y DEL FACTOR DE CARGA

3.5.3.1.DETERMINACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGÍA

En base a la información histórica entregada por Electro Puno, de las localidades analizadas para el cálculo de los CUD, se determinó, la tendencia de crecimiento.

Tabla N° 13: Consumos Unitarios Históricos – Localidades Tipo I

Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	Localidad Tipo	CU - kWh/mes-usuario (Loc. Tipo I)				
				2011	2012	2013	2014	2015
01	S1000001	CERCADO	I	20,46	20,73	20,65	21,11	20,9
02	S1000002	H. DEL CENEPA	I	22,3	21,36	21,32	21,83	21,63
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	I	21,38	21,07	20,98	21,45	21,27
04	S1000004	LA VICTORIA	I	9,35	22,1	23,25	23,4	23,7
05	S1000005	MIRAFLORES	I	11,9	18,65	18,8	19,8	16,1
06	S1000006	SAN ANTONIO	II	18,43	18,67	18,67	19,15	19,05
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	I	20,5	21,14	20,91	21,45	21,22
08	S1000008	TUPAC AMARU	I	20,3	20,49	20,39	20,85	20,67
09	S1000009	PACAJE	II	18,01	16,77	16,81	17,27	17,2
10	S1000010	TANTAMACO	II	18,38	17,24	17,15	17,56	17,48
Promedio Loc. Tipo I:				19,97	19,82	19,89	20,39	19,92

Elaboración: Propia

Tabla N° 14: Consumos Unitarios Históricos – Localidades Tipo II

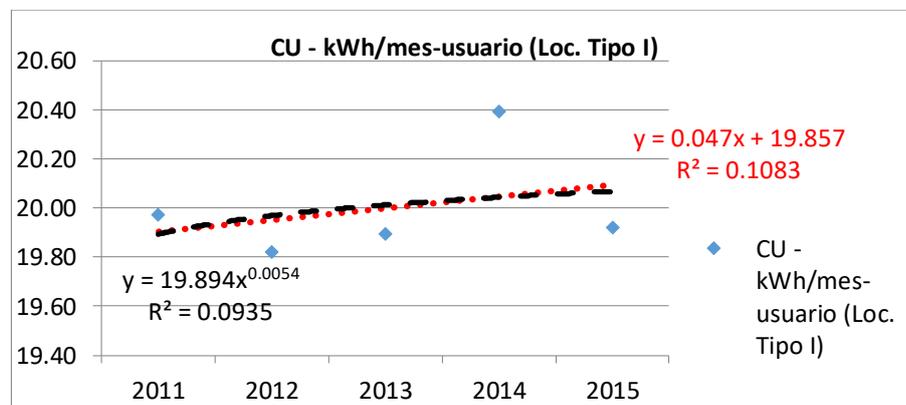
Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	Localidad Tipo	CU - kWh/mes-usuario (Loc. Tipo II)				
				2011	2012	2013	2014	2015
01	S1000001	CERCADO	I	18,54	18,67	18,58	19,02	18,8
02	S1000002	H. DEL CENEPA	I	20,29	19,63	19,59	20,08	19,88
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	I	19,65	19,4	19,29	19,76	19,55
04	S1000004	LA VICTORIA	I	9,9	18,4	19,5	19,6	19,8
05	S1000005	MIRAFLORES	I	12,6	17,1	17,2	18,2	14,4
06	S1000006	SAN ANTONIO	II	19,78	20,14	20,12	20,61	20,53
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	I	19,1	19,5	19,27	19,79	19,54
08	S1000008	TUPAC AMARU	I	18,76	18,84	18,73	19,18	18,97
09	S1000009	PACAJE	II	20,15	18,23	18,27	18,72	18,65
10	S1000010	TANTAMACO	II	20,44	18,7	18,6	19	18,92
Promedio Loc. Tipo II:				19	19,02	19	19,05	19,08

Elaboración: Propia

Selección de la curva de proyección del consumo unitario de energía doméstica (t cud) - localidades Tipo I:

De acuerdo al análisis de los datos históricos presentados, se ha determinado las siguientes curvas de regresión:

Figura N° 4: Tendencia de Crecimiento del CUD – Tipo I



Elaboración: Propia. Se han evaluado dos curvas de ajuste, a fin de determinar la curva que presente el menor error (R2 más cercano a 1):

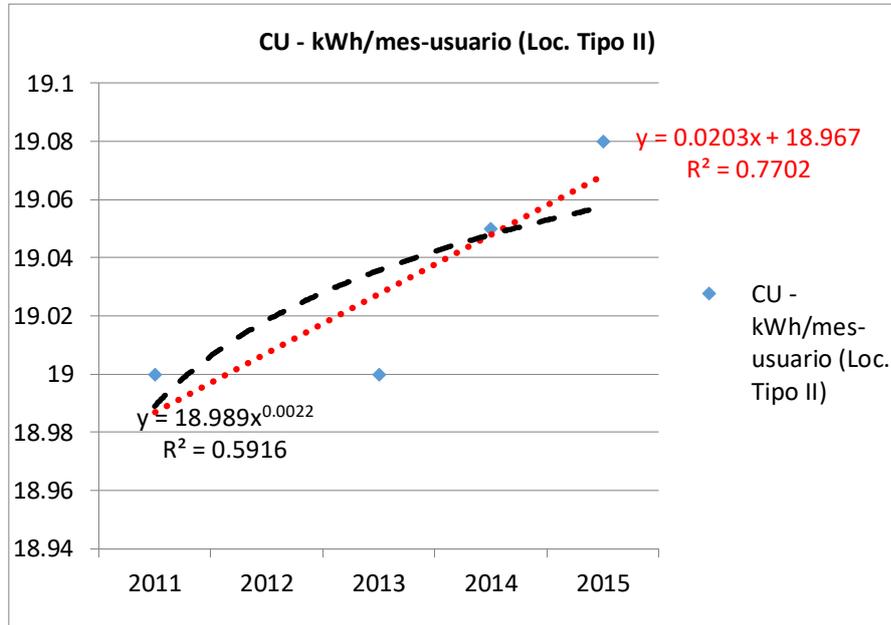
Función Lineal: $y = 0,454x + 13,37$ (Ec. 19)

Función Potencia: $y = 13,811x^{0,0853}$ (Ec. 20)

Finalmente, del análisis efectuado se determinó que la curva potencia ajusta mejor los datos históricos, por lo tanto, realiza una proyección del CUD, más adecuado.

Selección de la curva de proyección del consumo unitario de energía doméstica (tcd) - localidades tipo II:

Figura N° 5: Tendencia de Crecimiento del CUD – Tipo II



Elaboración: Propia

Función Lineal: $y = 0,5051x + 10,258$ (Ec. 21)

Función Potencia: $y = 10,393x0,1281$ (Ec. 22)

En función a la curva potencial, que supone un cambio geométrico de la demanda a una tasa amortiguada en el tiempo, se realizó el cálculo de la Tasa de Crecimiento Tipo I y II siguientes (Ver Anexo 2):

Tabla N° 15: Tasa de Crecimiento CUD y Consumo Unitario Final

TIPO	CUDi	CUDf
I	35.63	44.56
II	25.06	31.38

Elaboración: Propia

3.5.3.2.DETERMINACIÓN DE LA TASA DE CRECIMIENTO DEL FACTOR DE CARGA

Para obtener el factor de carga final se ha considerado un incremento de horas de utilización al año igual a 20, esto quiere decir que para el horizonte de evaluación de 20 años se obtendría un incremento de 400 horas al año final, el factor de carga final sería:

$$((205 \times 12) + 400) / 8760 = 0,353.....(Ec. 23)$$

3.5.4. PROYECCIÓN DE POBLACIÓN Y NÚMERO DE VIVIENDAS

De la información proporcionada por el INEI de los Censos Nacionales de los años 1981, 1993 y 2005, extraemos los datos de población y vivienda, estratificados por: Localidades, distritos y provincias. Con esta información como base obtenemos las tasas de crecimiento poblacional.

3.5.4.1.DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO

Para el cálculo de las tasas de crecimiento poblacional se aplicó la función del cambio geométrico, el cual supone que la población aumenta o disminuye a una tasa constante, es decir, que se presentaran cambios similares en cada periodo de tiempo, aunque en números absolutos las personas aumentan o disminuyen en forma creciente, esta función se expresa como sigue:

$$P_{(f)} = P_{(0)} * (1 + r)^t (EC. 24)$$

Despejando:

$$r = \sqrt[t]{\frac{P_{(f)}}{P_{(0)}}} - 1 (EC. 25)$$

Dónde:

P(f) : Población en el año final.

P(0) : Población en el año inicial.

- t : Periodo de Tiempo
- r : Tasa de Crecimiento Poblacional.

El objetivo es obtener la Tasa de Crecimiento Poblacional, para cada localidad priorizada de manera particular, lo cual se muestra en el (Tabla N° 16)

Tabla N° 16: Determinación de las Tasas De Crecimiento Poblacional Distrital

Población en los años 1993 y 2007 en el Distrito de Macusani Según INEI			
Añon Censal	POBLACION DE MACUSANI		
	URBANA	RURAL	TOTAL
1993	6451	2506	8957
2007	8645	3062	11707
TC-2007-1993	2.113%	1.442%	1.931%

Fuente: Censos Nacionales 2007 y 1993

3.5.5. RELACIÓN DE HABITANTES POR VIVIENDA

El número de viviendas para cada localidad se evalúa tomando como base la proyección de la población y la densidad familiar que se encontró en los trabajos de campo, confrontándolos con los datos de población y vivienda proporcionados por el INEI. Los valores considerados de la densidad familiar HAB/VIV para el análisis de la demanda, es independiente para cada una de las localidades manteniéndose constante para todo el período de análisis y se encuentra dentro de los valores siguientes:

$$[3,50 < \text{HAB} / \text{VIV} < 6] \text{ (Densidad Familiar) } \dots\dots\dots \text{ (Ec. 26)}$$

El número de viviendas se determina en función a la siguiente relación con la información censal del INEI:

$$N^{\circ}VI = \frac{N^{\circ}Hab}{Hab/Viv} \dots\dots\dots \text{ (EC. 27)}$$

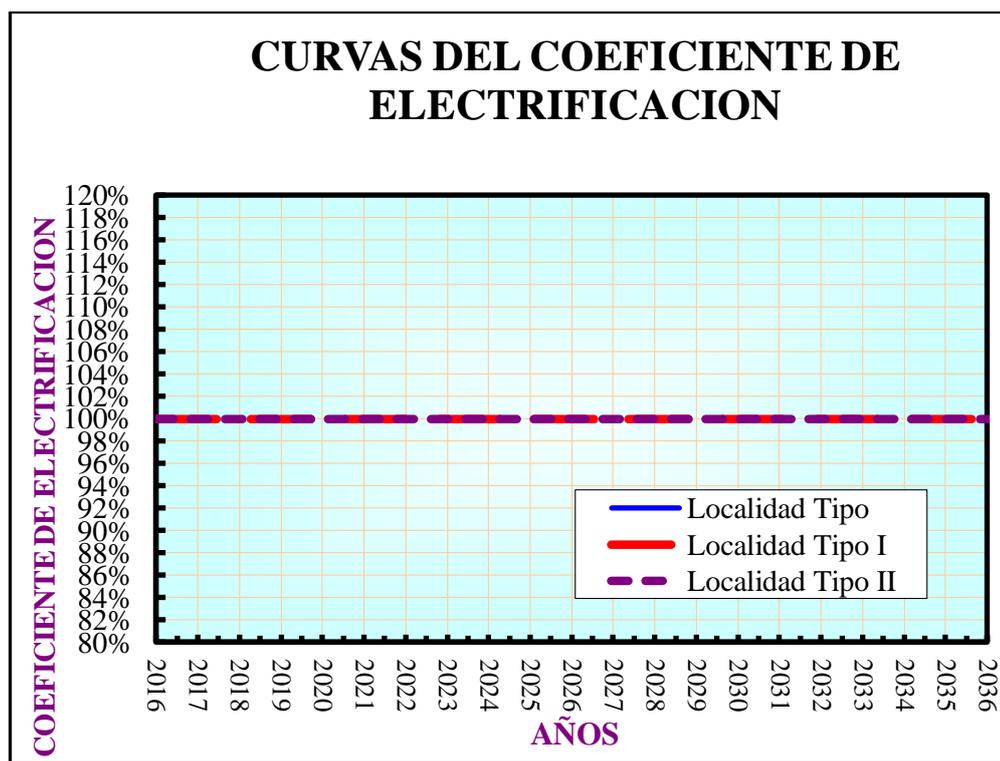
Dónde:

- N° VI : Número de Viviendas.
- N° Hab : Número de habitante de cada año (resultado de la proyección).
- Hab/Viv : Relación de Habitantes por viviendas.

3.5.6. DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

Para determinar el coeficiente de electrificación inicial en cada localidad se ha dividido la cantidad de abonados domésticos factibles de electrificar entre la cantidad de viviendas totales, de la inspección de campo realizada se ha estimado un coeficiente de electrificación al año final.

Figura N° 6: Proyección del Coeficiente de Electrificación por Tipo de Localidad



Elaboración: Propia

3.5.7. RELACIÓN ENTRE EL CONSUMO UNITARIO COMERCIAL Y EL CONSUMO DOMÉSTICO

Se determina a partir del consumo unitario del sector doméstico (CUC/CUD), asumiendo un porcentaje adicional al consumo unitario doméstico, estas cargas comerciales están conformados básicamente por pequeñas bodegas (tiendas), el procedimiento se describe a continuación:

Localidades del tipo I: Se ha considerado la relación CUC/CUD de 1,50, es decir se prevé un 50% más de consumo de energía que los usuarios del sector doméstico

Localidades del tipo II: Se ha considerado la relación CUC/CUD de 1,50, considerando que son abonados comerciales pertenecientes a una localidad del tipo II.

Tabla N° 17: Consumos Unitarios Comercial por Tipo de Localidad

Tipo de Localidad	% CUD
Localidad Tipo I	1,50%
Localidad Tipo II	1,50%

Elaboración: Propia

3.5.8. RELACIÓN ENTRE ABONADOS COMERCIALES Y ABONADOS DOMÉSTICOS

En la estimación de las cargas futuras, el consumo del sector comercial juega un papel importante, sin embargo, su estimación no es sencilla debido a que los usuarios comerciales en sí son diversos y diferentes, en la gran mayoría de las localidades visitadas los domicilios son usados también como pequeños establecimientos comerciales.

El número de abonados comerciales será determinado en función al número de establecimientos comerciales identificados en el desarrollo de las encuestas de campo.

Finalmente, la relación de los abonados domésticos y abonados comerciales identificados en campo será representada por la constante de proporcionalidad *k* el mismo que se mantendrá constante durante el periodo de estudio.

$$\frac{N^{\circ}AD}{N^{\circ}AC} = k \dots\dots\dots (EC. 28)$$

- N° AD : Abonados Domésticos
- N° AC : Abonados Comerciales
- K: Constante de proporcionalidad

3.5.9. CONSUMO POR CARGAS INDUSTRIALES MENORES

La proyección del consumo debido a la existencia de pequeñas industrias, tales como talleres de soldadura, pequeños aserraderos, grifos rústicos, carpinterías, manufactura, artesanía, destilería, etc. Se determina a partir del consumo neto doméstico:

$$CI = \%CI * CD \dots\dots\dots (Ec. 29)$$

Dónde %CI es el porcentaje del consumo neto industrial con respecto al consumo neto doméstico. Este porcentaje se utiliza para calcular el Consumo Industrial Menor para todos los años.

3.5.10. CONSUMO POR CARGAS USO GENERAL

El consumo de energía de abonados de uso general se determina a partir del consumo neto doméstico, como:

$$CG = \%CG * CD \dots\dots\dots (Ec. 30)$$

Dónde: %CG es el porcentaje del consumo neto de las cargas de uso general con respecto al consumo neto de las cargas domésticas. Este porcentaje se utiliza para calcular el Consumo de uso general para todos los años y se considera 110% tanto para localidades tipo I y II.

3.5.11. CONSUMO POR CARGAS DE ALUMBRADO PÚBLICO

Determinar el consumo de energía mensual por alumbrado público considerando el factor de alumbrado público y el número de usuarios de la localidad, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$CMAP = KALP * UN \dots\dots\dots (Ec. 31)$$

Dónde:

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

KALP : Factor de AP en kWh/usuario-mes

NU : Número de Usuarios de la localidad

Para determinar el número de lámparas de alumbrado público se ha considerado lo estipulado en la R.M. N° 074-2009-MEM/DM Dónde se establecen los índices lámpara/usuario y los factores KALP para el cálculo del número de lámparas que se considerara para el servicio de alumbrado público.

Tabla N° 18: KALP por Sector Típico

Sector – Segmento	KALP kWH/Usuario-mes
Sector 2,	11,00
Sector 3,	11,00
Sector 4,	7,40
Sector 5,	6,3
Especial	4,7

Fuente: R.M. N° 074-2009-MEM/DM

$$KALP = 6.3 \dots \dots \dots (Ec. 31)$$

3.5.12. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas de energía se consideran las reconocidas por OSINERG – GART (Informe Técnico Informe No. 0432-2013-GART).

Tabla N° 19: Pérdidas Reconocidas en Distribución

SECTOR 7			
NIVEL DE TENSIÓN	TIPO	ENERGÍA (*)	POTENCIA (*)
Media Tensión	Técnica	1,99%	0,82%
	No Técnica	0,00%	0,00%
	TOTAL	1,99%	0,82%
Baja Tensión	Técnica	3,37%	3,76%
	No Técnica	2,85%	2,85%
	TOTAL	6,22%	6,61%

Elaboración: Propia

3.5.13. RESUMEN DE INDICADORES PARA EL ESTUDIO DE DEMANDA

A continuación, se presenta en resumen los indicadores utilizados en el cálculo de la proyección de la demanda.

Tabla N° 20: Criterios de Aplicados para la Proyección de la Demanda

Descripción	Tipo I	Tipo II
% Tasa de Crecimiento	1	1
Coefficiente de Electrificación	2	2
Consumo Unitario Inicial Doméstico Mensual (Kwh.-mes)	39,38	23,12
Consumo Unitario Inicial Doméstico Anual (Kwh.-año)	472,57	277,44
Consumo Unitario Final Doméstico Mensual (Kwh.-mes)	60,61	35,59
Consumo Unitario Final Doméstico Anual (Kwh.-año)	727,42	427,06
Tasa de Crecimiento del Consumo Unitario de Energía (%)	2,18%	2,18%
# Abon. Com./ # Abon. Domes.	3	3
CUC / CUD	1.1	1.1
% Alumbrado público	3	3
% Consumo Industrial	3	3
% Consumo Uso General	3	3
% Pérdidas de distribución	4	4
fc A.P.	0.500	0.500
fc C.D.	0.198	0.322
fc C.C.	0.298	0.422
fc E.B.	0.248	0.372
Horas de Utilización de Alumbrado Público (Año Inicial y final)	4,380	4,380
Horas de Utilización de Alumbrado Público (Año Final)	4,380	4,380
Horas de Utilización del Consumo Doméstico (Año Inicial)	1,735	2,825
Horas de Utilización del Consumo Doméstico (Año Final)	2,155	3,205
Horas de Utilización del Consumo Comercial (Año Inicial)	2,611	3,701
Horas de Utilización del Consumo Comercial (Año Final)	3,071	4,121
Horas de Utilización de la Energía Básica (Año Inicial)	2,173	3,263
Horas de Utilización de la Energía Básica (Año Final)	2,613	3,663
Incremento H.U.C.D.	21	19
Incremento H.U.C.C.	23	21
Incremento H.U.E.B.	22	20
(1) y (2) El Coeficiente de Electrificación y la Tasa de Crecimiento Poblacional son		
(3) Estos porcentajes son aplicados por localidad		
(4) El porcentaje de Pérdidas en BT será 7,19% correspondiente al Estudio VAD del ST6		

Elaboración: Propia

3.6. METODOLOGIA PARA LA ESTIMACIÓN DEL METRADO

- La metodología para la estimación del metrado de Redes Secundarias y Redes Primarias tiene como base el prediseño de dichas redes.
- La metodología para la estimación del metrado de líneas primarias es por indicadores técnicos como se detalla a continuación:
- En el trazo de ruta de las líneas primarias se coloca un vértice en cada cambio de dirección (ángulo) como referencia de la poligonal.
- En cada tramo de ruta varían el número de vértices de acuerdo a la distancia de cada localidad.
- En cada ruta de la línea primaria a una localidad se ha considerado indicadores técnicos que son los siguientes:

Tabla N° 21: Estimación de metrado

LÍNEAS PRIMARIAS	
VANO PROMEDIO	150 m
TIPO DE SISTEMA	3ø-22.9 Kv
TIPO DE ESTRUCTURA	
13m/300daN (Concreto)	2%
13m/400daN (Concreto)	1%
13m/Clase 5 (Madera)	97%
TIPO DE TERRENO	
TIPO I (arcilloso y/o conglomerado)	70%
TIPO II (ROCOSO)	30%

Elaboración: Propia

El vano promedio en el recorrido de trazo de ruta de las líneas primarias se consideró una distancia de 150 metros, esto por la zona geográfica.

El tipo de estructuras en el trazo de ruta se ha considerado en alineamientos, cambios de dirección y seccionamientos con postes madera 13/clase 5 y postes de 13/300 daN y 13/400 daN., en un tramo urbano del Centro Poblado de Pacaje.

En cada tramo de ruta el tipo de terreno varia teniendo un porcentaje de 70% Tipo I (arcilloso y/o conglomerado), y un 30 % Tipo II (rocoso).

Para el matriz de impacto ambiental se evaluó con matriz de leopold

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1.RESULTADOS

4.1.1. DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES.

El diagnóstico tiene como objetivo proporcionar conocimiento de la realidad del Sistema Eléctrico de Electro Mac S.A.A o SEMA (Servicios eléctricos Macusani). Lo mismo se basa en la recolección y recopilación de datos e información de fuentes primarias y secundarias.

Resultados de entrevistas y encuestas ver **anexo N° 9.** y a través de visualización personal si tiene lo siguiente:

4.1.2. SISTEMA ELÉCTRICO MACUSANI

El Distrito de Macusani se suministra energía eléctrica de la S.E. Antauta de 6 MVA en un nivel de tensión de 22.9 kV. Iniciando la línea desde la localidad de Ajoyani de un Transformix Macusani, que compra energía eléctrica a la empresa concesionaria Electro Puno S.A.A., registrada por un medidor multifunción. A partir de este punto se suministra energía eléctrica al distrito de Macusani, centros poblados y sus comunidades.

La administración está a cargo del área de SEMA (Servicios Eléctricos Macusani), que ejerce la Municipalidad Provincial de Carabaya. De acuerdo a la información transmitida por las autoridades municipales.

4.1.3. EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

- El trayecto de línea primaria 22.9 KV es por cerros muy elevados que están a más de 5400 msnm y las inclemencias del tiempo son muy fuertes en esa parte de los cerros según las encuestas, entrevistas y observaciones directas realizadas lo cual siempre ha afectado.

- La línea primaria 22.9 KV Ajoyani - Macusani. cuentan con una antigüedad de 18 años. Los postes son de madera y están en mal estado (deterioradas) en 95%, presenta desperfectos en el cable de guarda, que muestra deterioro y puede producir ocasionalmente cortes de la línea.
- Esta línea a la fecha no cuenta con sistemas de puesta a tierra en un 80%, ya que no cuentan con varillas de puesta a tierra y se ven cortados los cables de conexión
- Existen tramos de la línea primaria que no cumplen con las distancias mínimas de seguridad.
- El flechado de la línea requiere un reemplazo general y mejoramiento del amarre de los conductores a los aisladores, de igual manera las retenidas se encuentran deterioradas en su mayoría.
- La infraestructura eléctrica actual de las Redes Primarias y Secundarias de la ciudad de Macusani, centros poblados y sus comunidades se encuentran deterioradas en su mayoría, en un 85 % ya que los postes, retenidas, puestas a tierra, aisladores y conductores están deterioradas, sin criterios de balanceo de carga, además no cumplen distancias mínimas de seguridad por lo que se requiere la renovación en su totalidad de la infraestructura eléctrica.
- Sobre las instalaciones del alumbrado público se observó que se encuentran en mal estado, se requiere el cambio de los equipos y accesorio
- Fallas producidas de la línea primaria 22.9 KV Antauta-Coaza-Usicayos por los mismos casos de la Línea Macusani, el número de fallas de ese tramo no se tiene registrados.

- ✓ Durante la entrevista, se observó que los operadores no cuentan los diagramas unifilares, planimetría de la línea, manuales, procedimientos, instructivos de trabajo, planes de contingencia, otros. Su labor se basa en función de experiencias y recomendaciones de personal con más experiencia.
- ✓ Con respecto a las actividades de mantenimiento, el personal entrevistado informó que actualmente se viene realizando solo mantenimientos correctivos. En ese sentido se observa que esta actividad no se realiza de acuerdo a un programa de mantenimiento (semanal, mensual, anual y quinquenal). En consecuencia, no se cuenta con un historial de equipos del sistema de transmisión y distribución.
- ✓ En el sistema de distribución se observó que no se están cumpliendo con las distancias mínimas de seguridad, por declaración del entrevistado se debe a que

los ciudadanos han realizados sus construcciones sin considerar estas distancias mínimas de seguridad y en otros casos durante la instalación del sistema de distribución se ha obviado mantener estas distancias. Esta observación es importante subsanar en el corto plazo ya que es un riesgo latente que podría afectar la seguridad de bienes propios, bienes de terceros y algo más preocupante de las personas.

- ✓ Sobre la calidad del producto, se observó que no realizan mediciones de tensión, frecuencia, Perturbaciones (Flícker y Tensiones Armónicas), tal como lo especifica la NTCSE. Esta actividad no se realiza ni en el punto de suministro ni en los puntos de entrega a sus clientes regulados.
- ✓ Sobre la calidad del suministro, en lo que respecta a la tasa de fallas de la línea de transmisión 22.9 kV no se tiene cuantificado el total de número de falla, no hay registros de fallas, informe de fallas, consecuencias de la falla, tiempos de interrupción y otros. que permita evaluar la evolución de indicadores SAIFI y SAIDI.
- ✓ Las fallas registradas según la información de SEMA en el periodo de 01.01.2015 al 27.11.2015, se produjeron 30 interrupciones vistas por ELECTROPUNO y 66 interrupciones del sistema eléctrico Macusani, haciendo un total de 96 interrupciones y muestra el cuadro las fallas.

Tabla N° 23: Cuadro de cortes registrados en año 2015 (Servicios Eléctricos Macusani)

Fallas Sistema Eléctrico Macusani-Año 2015		
Causas	N° de Fallas	Porcentaje (%)
Descargas Atmosféricas	27	40.91%
Vientos Fuertes	11	16.67%
Nieve	12	18.18%
Lluvias	3	4.55%
Granizadas	3	4.55%
Mantenimiento	5	7.58%
Otros	5	7.58%
Total de fallas	66	100%

Elaboración: Propia

Si trata de reforzamiento de línea primaria Ajoyani-Macusani, facilita el diseño y el costo sería mínimo, pero seguiría pasando por la misma ruta por ende siempre afectaría las inclemencias del tiempo, también las fallas de línea de transmisión 60 kV y fallas de la línea 22.9 KV Antauta-Coaza-Uscayos, eso haría que en nada cambiaría la calidad de suministro y los usuarios seguirías con los mismos problemas y descontentos.

4.1.4. LINEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV AZANGARO-ANTAUTA

- ✓ La Subestación de Transformación Azángaro cuenta con una potencia de 9/9/4 MVA, y ésta enlazado al sistema eléctrico Interconectado nacional (SEIN). Lo cual abastece a la S.E. Antauta por la línea L-6021 (Azángaro - Antauta) en 60 kV
- ✓ La salida de la línea de transmisión de la S.E.T. Azangaro es en doble terna en torres de transmisión en 60 kv, una terna para la S.E.T de Antauta y el otro para S.E.T. Ananea, de la torre N° 3, se independiza la línea L-6021 en postes de madera de 18 m clase 3, hasta la S.E.T. Antauta, tiene un recorrido total de 91.84km, 455 postes de madera, 3 postes metálicos y 3 torres de transmisión, 897 crucetas de madera, 458 puestas a tierra y 534 retenidas.
- ✓ Se observó que las crucetas están deterioradas en un 25% del total, las puestas a tierra en un 20%, los postes en 15%, las retenidas de igual manera y con lo que respecta al cable de guarda en los bipostes, solo protege a dos fases y en los tríos a una sola fase, también en algunos tramos de la línea el cable de guarda se encuentra deteriorada.
- ✓ Los conductores de la línea 60 kV pasan por encima de las viviendas en varios sectores del todo el recorrido de la línea, según los pobladores de la zona no se ha realizado la indemnización de la faja de servidumbre.
- ✓ En el caso de fallas externas, por información externa se observa una alta tasa de fallas, entre el 01.01.2015 al 30.12.2015 se reportaron 193 desconexión que se produjeron en la línea L- 6021 (Azángaro - Antauta) de 60 Kv.

Tabla N° 24: Cuadro de fallas línea 60 KVA en los años 2011-2015 (Electro Puno S.A.A)

Fallas Línea 60 KVA-Año 2011-2015		
Causas	N° de Fallas	Porcentaje (%)
Descargas Atmosféricas	92	47.67 %
Vientos Fuertes	22	11.40%
Nieve	14	7.25%
Lluvias	1	0.52%
Granizadas	1	0.52%
Mantenimiento	7	3.63%
Otros	56	29.02%
Total de fallas	193	100.00%

Elaboración: Propia

Tabla N° 25: Cuadro de fallas línea 60 KVA en solo en el año 2015 (Electro Puno S.A.A)

Fallas Línea 60 KVA-Solo Año 2015		
Causas	N° de Fallas	Porcentaje (%)
Descargas Atmosféricas	15	41.67%
Vientos Fuertes	9	25.00%
Nieve	6	16.67%
Lluvias	0	0.00%
Granizadas	0	0.00%
Mantenimiento	0	0.00%
Otros	6	16.67%
Total de fallas	36	100.00%

Elaboración: Propia

Se refiere al mantenimiento de la línea 60 kV, según la inspección realizada requiere cambio completo de crucetas (incluye instalación de ferreterías y accesorios), instalación y mantenimiento de puestas a tierra (para ello se realizará análisis y estudio de puestas a tierra), instalación y mantenimiento de retenidas. Los postes se encuentran en buena condición. Pero Actualmente esta línea no pertenece a Electro Puno, sólo estará encargado para realizar las operaciones y el mantenimiento de la línea. Según informaciones están en trámites para que MINSUR de como propietario a Electro Puno.

4.1.5. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ANTAUTA

La S.E. Antauta 6 MVA es abastecida por la línea L-6021 (Azángaro - Antauta) de 60kV, la subestación cuenta con tres salidas en 22.9 kV. La salida 9002 alimenta los distritos de Macusani, Ajoyani, Coaza, Usicayos y otros, la salida 9001 alimenta a los distritos de Antauta, Carlos Gutierrez, Potoni y Crucero, y una salida está en reserva.

De esta sub estación podemos independizar lo cual consiste en el suministro eléctrico de potencia desde la SET Antauta a las localidades del distrito de Macusani hasta Tantamaco en 22,9 kV. El conductor sería de 120mm² AAA. Las fallas de línea 60 KV seguiría afectando.

4.1.6. EMPRESA MINSUR

MINSUR-Mina San Rafael es una empresa peruana dedicada a la explotación procesamiento y comercialización del estaño en la modalidad de Concentrado al 50% y metálico al 99,55% de Pureza, así como la exploración de nuevos yacimientos, ubicada a 131km. de Juliaca (Puno), en la Provincia de Carabaya.

El sistema eléctrico San Rafael ésta enlazado al sistema Interconectado nacional a través del Sistema de Distribución Eléctrico Azángaro 9/9/4 MVA en 60 KV y al Sistema de Distribución Eléctrica San Gabán cuenta, con una potencia disponible en barra de 20 MVA. Con la línea de alta tensión 138 KV.

Características Técnicas del Sistema Eléctrico San Rafael en Media Tensión

Tensión Nominal	10kv
Tipo	Aéreo
Número de conductores	3
Frecuencia Nominal	60Hz
Conductor	Aleación de Aluminio
Calibre del Conductor	35mm ²
Soportes	Postes de CAC Tratada 13/300 y 13/200 y madera
Aisladores	PIN ANSI 56-3 y Polimérico RPP25
Equipos de protección	Seccionador Cut - Out y pararrayos de Óxido de Zinc en MT e Interruptores Termo magnéticos para SP y AP en BT

Características de Operación del Sistema Eléctrico San Rafael en Media Tensión

- Está sujeto a un programa de cortes interno, que considera labores de mantenimiento en sus líneas de producción.
- Está sujeto a fallas internas
- Requiere un alto grado de confiabilidad en el suministro de energía, dado que los costos que generan una paralización por fallas técnicas o no técnicas en el sistema involucra costos altos
- Por experiencia los técnicos encargados de la operación del Sistema Eléctrico San Rafael, manifiestan que cuando se alimentó cargas externas al Sistema Eléctrico San Rafael atrajo como consecuencia la inestabilidad del sistema eléctrico, cortes de energía no programados y salidas del sistema inesperadas, para obligada la producción por falta de energía, perdidas por falta de producción.

Para esta alternativa se presentan los inconvenientes siguientes:

- La configuración del Sistema San Rafael no ha considerado la instalación de un sistema adicional a los actualmente utilizados.
- La Mina San Rafael tiene un régimen de operación incompatible con sistemas de abastecimiento de energía a centros poblados.
- Para posibilitar el uso tendría que instalarse una sub estación 10/22.9 kV de 1 MW de potencia que permita alimentar las actuales redes que suministran de energía a los poblados del sistema Eléctrico Macusani.
- La mina MINSUR es privado (se requiere trámites y coordinación).

4.1.7. MINICENTRAL HIDRÁULICA TOCCA

La Minicentral Hidráulica Tocca, se encuentra ubicada al Noreste de la ciudad de Macusani, a 15 minutos de la misma, tiene una potencia instalada de 235 kVA,

Tabla N° 26: Características Básicas de la turbina

Turbina MichellBanki (Turbina de Flujo Transversal)	
Modelo	KC-FT600
Caída efectiva	35,4 metros
Caudal de diseño	0,8 m ³ /s
Velocidad de rotación	480 RPM

Elaboración: Propia

Tabla N° 27: Características Básicas del Generador

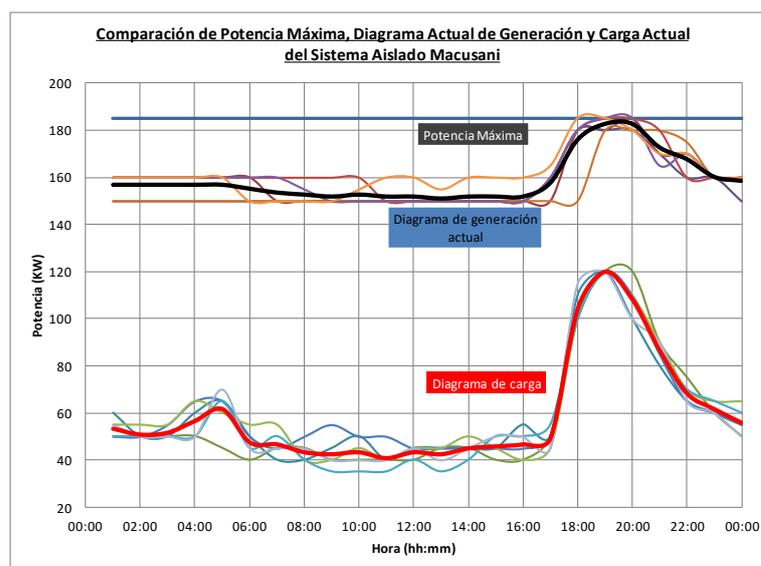
Variador de Velocidad - Convertidor de velocidad mecánico	
Potencia de entrada	240 kW
Velocidad de entrada	480 RPM
Velocidad de salida	1209.6 RPM
Relación	2,5 : 1
Aceite VG460	38 litros
N° Item	75572
Fecha	09-1995

Elaboración: Propia

La Minicentral opera en sistema aislado con la carga del barrio Tupac Amarú con una potencia en bornes de generación de hasta 185 kW en máxima demanda, en mínima y media demanda con una potencia de generación entre 150 y 160 kW.

La carga del sistema aislado en mínima demanda se encuentra entre 50 y 70 kW; en media demanda se encuentra entre 40 y 50 kW y en máxima demanda se aprecia que incrementa sustancialmente hasta llegar a picos de 125 kW. También es importante mencionar que el diagrama de carga en días de semana (lunes a viernes), sábados y domingos son similares.

Figura N° 7: Comparación de potencia máxima, Diagrama actual de generación y diagrama de carga del sistema aislado



Fuente: Servicios Eléctricos Macusani (SEMA)

De la figura N° 07, podemos observar que la generación actual de la M.C.H. Tocca, es mayor que la carga del sistema aislado. En mínima y media demanda es 100 kW más y en máxima demanda es 60 kW más. Por otro lado, si comparamos la carga del sistema aislado con la potencia máxima de la Minicentral, observamos que en mínima y media demanda hay una diferencia de 125 kW y en máxima demanda hay una diferencia de 65 kW.

Para el caso que se quisiera conectar más carga al sistema aislado la pauta la marca la hora de máxima demanda, entonces la carga máxima adicional a conectar sería de 35 kW en hora punta. Por este caso se descarta la conexión de la minicentral hidroeléctrica Tocca.

En el caso que ya no se opere en sistema aislado y se opere conectado al Sistema

Eléctrico Nacional, la operación de la M.C.H. Tocca sería a potencia máxima, es decir a 185 kW. Esta operación sería más beneficiosa económicamente.

4.1.8. PLIEGO TARIFARIO

- Con respecto al sistema tarifario del Sistema eléctrico Macusani, se observa que NO está regulado, tal como lo establece el Organismo Supervisor de la Inversión de la Energía y Minería (Osinergmin).
- El pliego tarifario utilizado actualmente tiene como finalidad subvencionar en porcentaje a los usuarios de esta localidad. En sus inicios este porcentaje de subvención era cubierto por la producción de electricidad de la Minicentral Hidráulica Tocca. Hoy en día el crecimiento de la demanda eléctrica en la zona, ha originado un desbalance en el porcentaje de subvención, el cual no ha sido actualizado oportunamente. En consecuencia, Electro-macusani ha acumulado una deuda de más de un millón de soles con su suministrador Electropuno S.A.A.
- El suministrador es Electropuno S.A.A., con una tarifa de electricidad MT2 y una potencia contratada de 1 MW (información recopilada de los recibos mensuales). Sobre la tarifa no hay evidencia de un análisis de costos sobre la mejor opción tarifaria entre MT2, MT3 y MT4.
- Por otro lado, de acuerdo a lo declarado por el responsable de SEMA, no existe evidencia que Electropuno S.A.A. esté realizando las compensaciones o resarcimientos por la mala calidad de servicio eléctrico que brinda esta empresa distribuidora.
- Electropuno S.A.A., usa las redes de transmisión de 22,9 kV de Electro Macusani para atender el suministro eléctrico de su cliente Corani, sin embargo, por uso de esta red de transmisión, Electropuno S.A.A. no están retribuyendo el peaje de transmisión a Electro Macusani.

4.1.9. INTERACCIÓN CON LA MUNICIPALIDAD, EMPRESAS INVOLUCRADAS

4.1.9.1. REGULADOR

El objetivo de este ítem tiene como finalidad obtener información sobre la situación administrativa, técnica y social de los actores involucrados.

En lo que respecta a la administración de Electromac S.A., este inicio sus actividades el 11 de julio del año 2000, sin embargo, actualmente figura en la condición de baja de oficio.

La administración de la empresa es dependiente de la Municipalidad Provincial de Carabaya, en la cual se ha creado un Área que se encarga de gestionar esta empresa (SEMA). Esta Área cuenta con un Jefe Encargado, un asistente administrativo y 6 Técnicos Electricistas.

Por la magnitud de la empresa y las obligaciones de la misma, el personal a cargo es insuficiente para cumplir con todas las funciones. Por otro lado, de acuerdo a lo manifestado por los entrevistados, en los últimos años no han tenido capacitaciones ni cursos de actualización sobre electricidad, seguridad y salud en el trabajo.

4.1.10. EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN

En relación a San Gabán S.A., la mayor disyuntiva es la parada de la C.H. Tocca en época de avenida para el proceso de embalsamiento de la laguna estacional aguas arriba de esta Minicentral. Al respecto, mencionan que Electromac S.A. no obtiene ningún beneficio por apoyar en esta gestión a la empresa San Gabán, al contrario, se perjudica ya que la carga (carga del sistema aislado con la Minicentral) es atendida por Electropuno S.A.A., la cual tiene alta tasa de fallas.

En lo que se refiere al Canon Hidroenergético, mencionan que la municipalidad no está percibiendo el porcentaje de canon que le corresponde, es más mencionan que no están recibiendo este beneficio. Es necesario revisar la ley de canon N° 27506 y sus modificatorias, para realizar el seguimiento de la distribución de este beneficio a la municipalidad.

4.1.11. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTROPUNO S.A.A.

La empresa Electropuno S.A.A., utiliza las redes de transmisión de 22.9 kV de propiedad de Electromac S.A. o SEMA, para atender el suministro eléctrico de su cliente Corani. Sobre lo mencionado, la Empresa Electropuno S.A.A. no paga por el servicio de Peaje de transmisión.

Por otro lado, en las instalaciones de Electropuno S.A.A., en lo que concierne a la línea L-6021 (Azángaro - Antauta) de 60 kV tienen alta tasa de fallas, la cual está provocando daño en las instalaciones domésticas (Macusani) y generando malestar en la población por el mal servicio que se brinda.

No se ha encontrado evidencia que la empresa Electropuno S.A.A., este realizando los monitores de calidad de los servicios eléctricos tal como lo exige la NTCSE. También no se ha encontrado evidencia que los equipos de medición (medidores de energía) utilizados por Electropuno S.A.A. estén calibrados, o en su defecto El responsable de Electromac S.A. o SEMA no los ha solicitado periódicamente.

4.1.12. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN DE LA ENERGÍA- OSINERGMIN

Osinermin, actualmente viene trabajando con información brindada por Electropuno S.A.A., el cual es sesgada y viene perjudicando a Electromac S.A. Por ejemplo, los reportes de fallas que presenta Electropuno S.A.A., no muestra la situación real de sus instalaciones, en especial la línea de alta tensión de 60 kV Azángaro - Antauta.

Se observa que Electromac S.A. actualmente no interactúa con Osinermin en lo que respecta a brindar la información necesaria para que este ente pueda cumplir sus funciones de supervisión.

4.1.13. RESULTADOS FINALES DE LAS FALLAS IMPREVISTAS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES

Las fallas básicamente más frecuentes son a causa de inclemencias de tiempo, así como: descargas atmosféricas en un 40.91%, Nevados Fuertes en un 18.18%, vientos

fuertes en un 16.67%, lluvias fuertes en un 4.55%, granizadas en un 4.55%, etc. Solo en el año 2015. Esto porque la línea Antauta – Macusani pasa por los cerros más altos de la zona y además no cuenta con sistema de protección adecuadas.

Las fallas en el sistema eléctrico Antauta - Macusani del tramo Ajoyani-Macusani, también se deben a deterioro de las Líneas y Redes Primarias debido al mal estado de los postes y a la sobre carga de los transformadores que hace que los sistemas de proyección no se ejecuten y representan un 7.58%.

En Segundo lugar, encontramos fallas imprevistas en la línea de alta tensión 60 KV. Azangaro- Antauta, con los mismos casos de la línea primaria Ajoyani-Macusani. Descargas atmosféricas en un 41.67%, Nevados Fuertes en un 25%, vientos fuertes en un 16.67%, lluvias fuertes en un 0%, granizadas en un 0%, etc.

El total de fallas en que afectan en el suministro eléctrico al distrito de Macusani de acuerdo al siguiente cuadro.

Tabla N° 28: Total de fallas del sistema eléctrico Macusani en el año 2015 (Electro Puno S.A.A. y SEMA)

Total de fallas del sistema eléctrico Macusani-Año 2015		
Causas	N° de Fallas	Porcentaje (%)
Descargas Atmosféricas	42	41.18
Vientos Fuertes	20	19.61
Nieve	18	17.65
Lluvias	3	2.94
Granizadas	3	2.94
Mantenimiento	5	4.90
Otros	11	10.78
Total de fallas	102	100.00

Elaboración: Propia

- ✓ En tercer lugar, se encuentra la interrupción por mantenimiento en un total de 4.5%. y fallas generadas en línea 22.9KV Antauta-Coaza-usicayos

4.2.DISCUSIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados a través del análisis y diagnóstico del sistema eléctrico Macusani con

la metodología realizada los cuales has sido entrevistas, encuestas a los trabajadores de SEMA y usuarios, la visita del campo visualizar recorriendo a través de las instalaciones existen y los que son vinculados los cuales nos han permitido ejecutar nuestros objetivos y afirmar las hipótesis de nuestro proyecto, encontrando los desperfectos y causas de las fallas imprevistas; así mismo, dando la propuesta de mejora a este servicio, pero no es un 100% por que no se pudo encontrar realmente los datos registrados de las fallas que se han originado en todos los años que ha pasado, también los datos de costos de operación y mantenimiento y costos de pérdida de energía a causa de las fallas o simplemente no quisieron dar la información de parte de Servicios Eléctricos Macusani (SEMA) para poder realizar los cálculos, proyecciones porcentajes de fallas con respecto a los años anteriores que se pueden realizar, lo cual no nos permite evaluar la evolución de indicadores SAIFI y SAIDI.

Como podemos comparar con la TESIS: Daniel Dimas Salas Chamocho (Lima-2013) “Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. caso: empresa distribuidora de electricidad en lima”. Pontificia Universidad católica del Perú. El realizo el diagnóstico y análisis con datos que obtuvo de Electro Centro con lo cual dio los resultados de las interrupciones imprevistas de tipo SAE encontrando falsos clientes, falsos contactos, materias o equipo defectuoso y de Tipo OA encontrando las fallas más comunes sobrecarga, corrosión, humedad y envejecimiento dando los porcentajes de las fallas, tiempo de duración, donde se originan y las causas.

4.3. PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO A CAUSA DE FALLAS IMPREVISTAS EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

La atención de los reclamos de los clientes por fallas imprevistas en el suministro eléctrico es un proceso. Asimismo, es necesario mejorar el desempeño del proceso que no solo afecta a sus clientes, sino que también produce efectos que repercuten sobre la empresa misma como hemos mencionado anteriormente. Teniendo ello en cuenta se presenta a continuación la propuesta de mejora que considera los siguientes aspectos: gestión de las fallas (detección y despacho por representatividad de falla), con la

distribuidora de energía eléctrica con mejores índices de frecuencia y duración en distrito de Macusani.

4.3.1. PROPUESTA DE ENDIPENDIZACIÓN DE LA LÍNEA PRIMARIA 22,9KV E IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO TRANSFORMADOR.

Conforme al análisis y diagnóstico se encontró las fallas básicamente en la línea de transmisión 22.9 KV Antauta-Ajoyani-Macusani y línea de transmisión 60 KV Azanganro-Antauta se plantea la propuesta de ENDIPENDIZACIÓN DE LA LÍNEA PRIMARIA EN 22,9 KV CON UNA TERNA y EN EL AÑO DIEZ (10) REFORZAR A DOS (2) TERNAS SAN GABÁN-MACUSANI E IMPLEMENTACIÓN DE UN NUEVO TRANSFORMADOR DE POTENCIA 5/3/2 MVA, 138/22.9/13.8 KV-SAN GABÁN II a fin de reducir las fallas de la línea de transmisión 60KV a cero y las causas que originan fallas en la línea de transmisión 22.9KV Antauta-Ajoyani-Macusani como lo que es el nevado, vientos fuertes, granizadas y otros se reduzcan a cero y lo que son las descargas atmosféricas en un 95%, y un cambio total de redes primarias, secundarias y sistema fotovoltaico a los lugares más alejados.

El proyecto de implementación de transformador de potencia se desarrollará dentro de las instalaciones de la subestación de San Gaban II, específicamente en el área de patio de llaves 138 kV existente, que actualmente desde los servicios auxiliares alimenta a las localidades de San Gabán, Ollachea, Ayapata e Ituata, la potencia del transformador de 138/13,8 kV es 2,5 MVA, con una reserva de 0,8 MVA. Electro Puno, para suministrar energía a dichas localidades utiliza un transformador de 13,8/22,9 kV de 1,25 MVA.

La demanda requerida para Macusani es de 0,863 MW y para el año 20 será de 1,416 MVA, los transformadores existentes no soportarán dicha demanda para bastecer, por lo que se requiere cambiar el transformador de 2,5 MVA por un transformador de 3 devanados de 5/3/2 MVA y 4 celdas LSC2B 24KV, en 138/22,9/13,8 kV, donde la:

- Salida 1 (5MVA): alimentaria al Distrito de Macusani y Distrito de Corani
- Salida 2(3MVA): alimentaria a la Ciudad de Ollachea, Azaroma, Ayapata y Ituata.
- Salida 3 (2MVA): alimentaria a la Ciudad de San Gabán

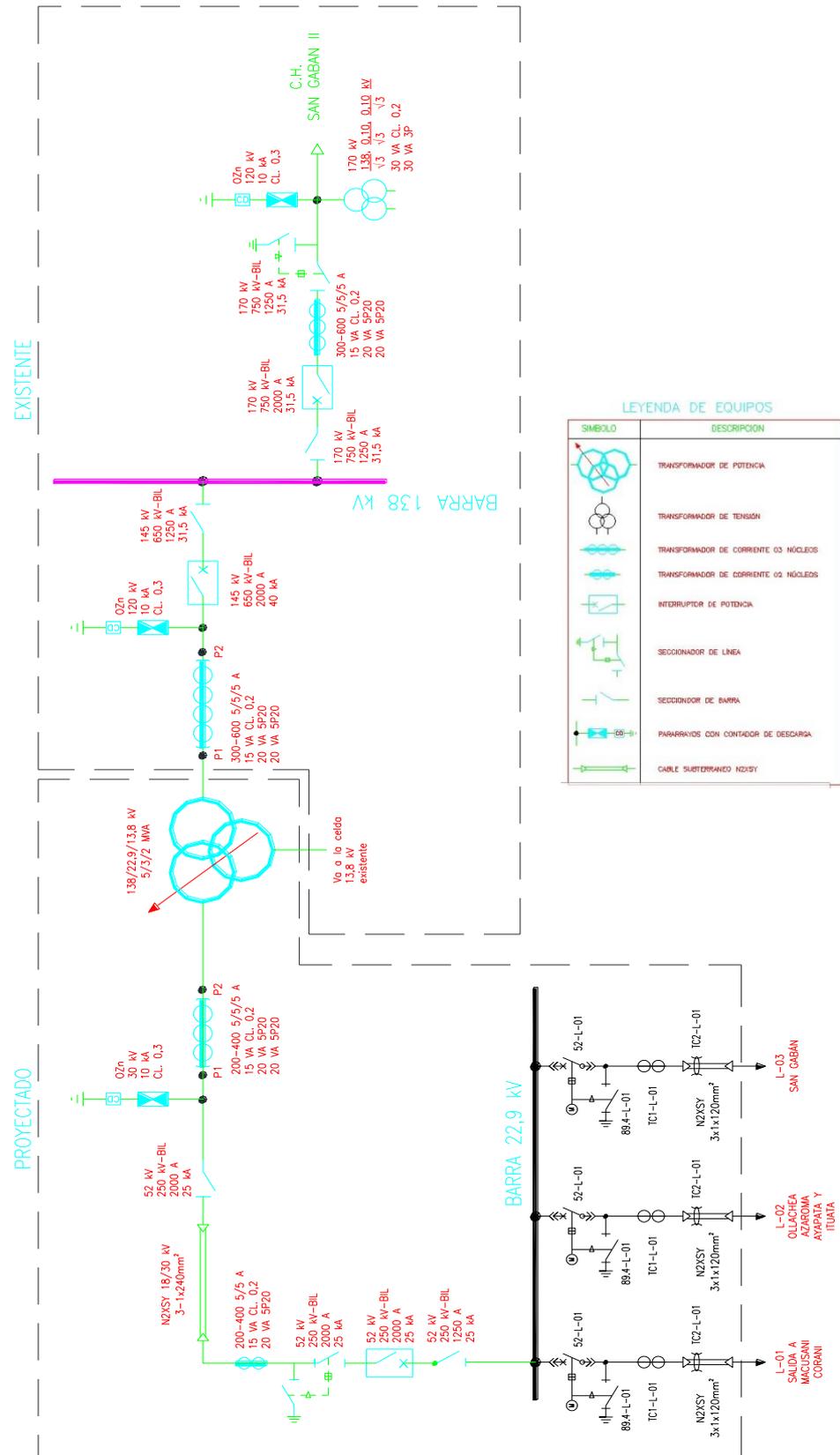
Las salidas 2 y 3 se alimentarán del devanado 13.8 kV y se utilizara el elevador 13.8/22.9 kv que actualmente está operativo. Para la salida 1: Según los cálculos se requiere conductores de 120 mm² AAAC, y en el año 10 será reforzado a dos (2) ternas. La potencia disponible tendría ser compartido entre Macusani y Corani (actualmente Corani está evaluando), en el año cero (2016) Corani requiere 264 kW, Macusani y sus localidades requiere 863 kW, ambos juntos requieren más de 1128 kW, y para el año 20 serán 2.012,27 kW.

Tabla N° 29: Características técnicas a implementarse en la Subestación de Transformación de SAN GABÁN II.

Sistema	3 ϕ -138/22.9/13.8 kV
Potencia	5/3/2 MVA
Altitud	1400 msnm
Seccionador Barra	52KV, 25KA, 2000A y 1250A s /cuchilla a tierra
Seccionador Línea	52KV, 25KA, 2000A c/cuchilla a tierra
Interruptor de Potencia	52KV, 25KA, 2000A s/cuchilla a tierra
Celdas	LSC2B 24KV, c/transformador de corriente, motorizado, ESW
CT 3 núcleos 1200-1600/5/5/5A, 15/20/20VA, 0.2/5P20/5P20	
CT 2 núcleos 1200-1600/5/5A, 15/20VA, 0.2/5P20	

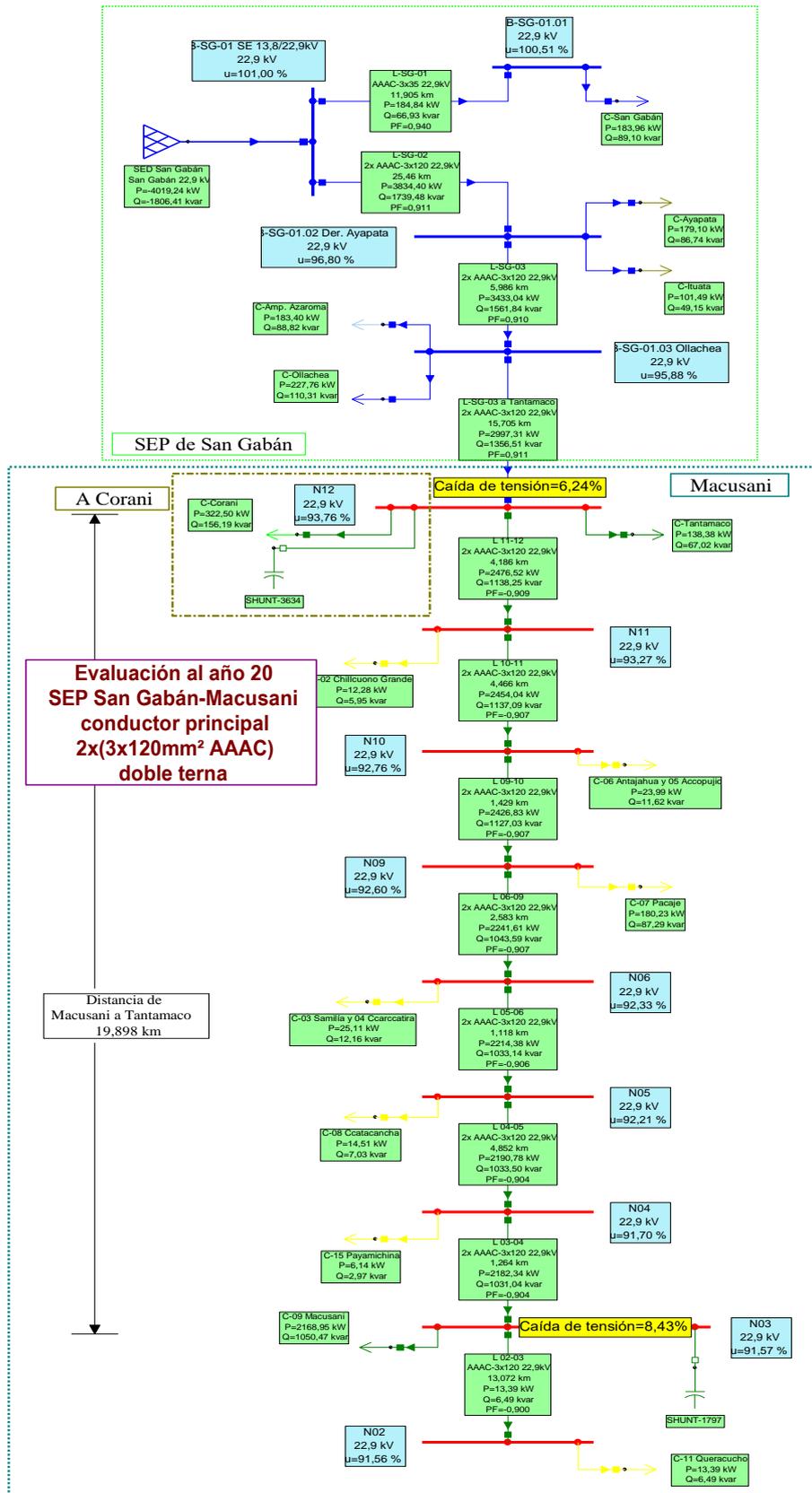
Elaboración: Propia

Figura N° 8: Diagramas de Transformador de Potencia y equipamiento



A continuación, se presenta los diagramas de análisis de sistema de potencia:

Figura N° 9.- Diagramas de análisis de sistema de potencia



Elaboración: Propia

4.3.1.1.HORIZONTE DE EVALUACIÓN

Tabla N° 30: Horizonte de evaluación

Año inicial=Ao	2016
Año horizonte (20 años)	2036

Elaboración: Propia

4.3.1.2.PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SISTEMA ELÉCTRICO MACUSANI:

Tabla N° 31: Demanda del Proyecto.

Descripción		2 016	2 017	2 021	2 026	2 031	2 036
		0	1	5	10	15	20
Demanda kW	Sistema Electrico Rural Corani	264,10	275,19	323,80	396,80	486,26	595,88
	Sistema Electrico de los Distritos de Ollachea, San Gaban, Ayapata e Ituata	320,00	332,80	389,33	473,68	576,30	701,16
	Ampliacion Electrificacion Rural Azaroma	140,00	141,90	149,78	160,25	171,45	183,43
	Clientes Mayores (MT2)	121,98	124,64	135,87	151,34	168,57	187,76
	Sistema Electrico Macusani (Proyecto), (kw), (1	863,68	883,24	969,11	1 093,92	1 241,66	1 416,38
	Localidades Futuras (*)						
	Total	1 709,76	1 757,77	1 967,88	2 275,99	2 644,23	3 084,61

Elaboración: Propia

- Se asumió que las localidades de estos proyectos son del Tipo II, para realizar la proyección de su demanda se les aplicó una tasa de crecimiento lineal de 1.30%.

4.3.1.3.ANÁLISIS DE OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tabla N° 32: Análisis de la Oferta de energía eléctrica

Descripción		2016	2021	2026	2031	2036
		0	5	10	15	20
Oferta kW	Potencia Util en la S.E. San Gaban (kw)	4,750.00	4750.00	4750.00	4750.00	4750.00
Oferta TOTAL (kW)		4750.00	4750.00	4750.00	4750.00	4750.00

Elaboración: Propia

4.3.1.4. BALANCE OFERTA-DEMANDA (DÉFICIT)

Tabla N° 33: Balance Oferta Demanda del Sistema Eléctrico (kW)

Balance Oferta-Demanda de Potencia de energía

Descripción		2 016	2 017	2 021	2 026	2 031	2 036
		0	1	5	10	15	20
Demanda kW	Sistema Electrico Rural Corani	264,10	275,19	323,80	396,80	486,26	595,88
	Sistema Electrico de los Distritos de Ollachea, San Gaban, Ayapata e Ituata	320,00	332,80	389,33	473,68	576,30	701,16
	Ampliacion Electrificacion Rural Azaroma	140,00	141,90	149,78	160,25	171,45	183,43
	Clientes Mayores (MT2)	121,98	124,64	135,87	151,34	168,57	187,76
	Sistema Electrico Macusani (Proyecto), (kw), (1	863,68	883,24	969,11	1 093,92	1 241,66	1 416,38
	Localidades Futuras (*)						
Total		1 709,76	1 757,77	1 967,88	2 275,99	2 644,23	3 084,61
Oferta kW	Potencia Util en la S.E. San Gaban (kw)	4 750,00	4 750,00	4 750,00	4 750,00	4 750,00	4 750,00
	Oferta TOTAL (kW)	4 750,00					
Balance Oferta Demanda Devanado kW		3 040,24	2 992,23	2 782,12	2 474,01	2 105,77	1 665,39
Factor de Demanda (Generadores) (%)		36,0%	37,0%	41,4%	47,9%	55,7%	64,9%

Elaboración: Propia

4.3.1.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICA Y ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

El proyecto está conformado por la implementación de las siguientes instalaciones eléctricas:

4.3.1.5.1. EQUIPAMIENTO DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS

Tabla N° 34: Características principales del Sistema LP

Sistema	:	Trifásico.
Tensión Nominal	:	22.9 kV
Longitud de líneas eléctricas	:	San Gaban-Macusani, 3x120mm ² AAAC: 57.78 km. Derivación Pacaje-Tantamaco, 3x120mm ² AAAC: 10.77 km. Total, de LP. 67.85 km
N° de Ternas	:	3
Conductor	:	Aleación de Aluminio (AAAC) de 120 mm ² de sección.
Estructuras	:	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración: según normalización de la DGE/MEM. - Postes de Concreto Armado Centrifugado de 13m/300 daN, 13m/400 daN. y madera 13/C5 - Cimentación: directamente enterrados, sin solado de concreto. - Cimentación con concreto ciclópeo.
Crucetas	:	Madera de 90mm×115mm×1.2 m de longitud.
Disposición de conductores.	:	Horizontal y Vertical
Aisladores	:	Aislador Polimérico Tipo Suspensión. Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-3 y 56-4
Equipos de protección y maniobra	:	<ul style="list-style-type: none"> - Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut Out), 27/38 kV, 150 kV-BIL, 100 A. - Pararrayos de Oxido Metálico - Sistema 22,9/13,2 kV: 21 kV, 10 kA, Clase 1 (IEC)
Sistema de Puesta a Tierra	:	<ul style="list-style-type: none"> - Estructuras de seccionamiento, protección o medición: Electrodo(s) vertical(es) de puesta a tierra, sin caja de registro. 25 ohmios de valor máximo de la resistencia de puesta a tierra. Armados PAT-1 para poste de concreto. - Estructuras sin equipos de seccionamiento, protección o medición: Contrapeso Circular sin electrodo vertical de puesta a tierra. Armado PAT-1C para poste de concreto. - Conductor de cobre desnudo 16 mm² de sección y Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm ϕ x 2,40 m de longitud - Retenidas: conectadas a tierra en todas las estructuras. - Accesorios de ferretería: puestos a tierra en todas las estructuras.

Elaboración: Propia

4.3.1.5.1.1.NIVEL DE AISLAMIENTO DE LÍNEAS PRIMARIAS

El nivel de aislamiento mínimo de los equipos eléctricos está dado por los siguientes valores:

- Tensión nominal del sistema (kV) : 22,9
- Tensión máxima de servicio (kV) : 25,0
- Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50' (kVp) : 125,0
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz (kV) : 50,0

La selección de la distancia de fuga de los aisladores ha sido tomada de la recomendación de la Norma IEC 815 “Guía para la selección de aisladores en Entornos Contaminados”, que establece niveles de contaminación según características ambientales, para diferentes niveles de contaminación. La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch} \dots\dots\dots(Ec. 29)$$

Donde:

- Lfuga : Longitud de fuga fase-tierra requerida
- Lf0 : Longitud de fuga unitaria en mm/kVφ-φ
- Umax : Tensión Máxima de Servicio
- Fch : Factor de corrección por altura; $f_{ch} = 1 + 1,25 (msnm - 1\ 000) \times 10^{-4}$

Para el proyecto le corresponde una longitud de fuga de 25 mm/kVφ-φ; para sistemas en conexión estrella la tensión máxima se calculará de la siguiente manera:

$$U_{máx} = U_n \times 1.05 \times k \dots\dots\dots(Ec. 30)$$

Donde:

- Un: Tensión nominal
- k: es el factor que se obtiene al desbalance de tensiones con respecto al neutro.

4.3.1.5.2. EQUIPAMIENTO DE REDES PRIMARIAS 22.9 KV/13.2KV

La franja de servidumbre, según norma DGE-025-p1/1998, es de 11m para líneas en 22,9kV.

Tabla N° 35: Características principales del sistema RP

Número de Localidades	: 12 Localidades Proyectadas
Tensión Nominal	: 22.9 kV,13.2KV
Sistema	: - Redes Trifásicas 3Ø. (3 localidades) - Redes Monofásicas 1Ø-MRT (9 localidades) - Conexión del neutro puesta a tierra
Tensión Máxima de Servicio	- 25 Kv (60 Hz)
Factor de Potencia	- 0,90 (atraso)
Conductor	: Aleación de Aluminio (AAAC) de 35 mm ² ,50 mm ² de sección.
Estructuras	: - Configuración: según normalización de la DGE/MEM. - Postes de Concreto Armado Centrifugado de 13m/300 daN y 13/400 daN. - Cimentación: directamente enterrados, sin solado de concreto. - Cimentación con concreto ciclópeo.
Crucetas/Ménsulas	: Cruceta 90mm, 115mm y 1,20m de longitud./ F°G° 64*64+4,8mm y 2000mm longitud.
Aisladores	: Aislador Polimérico Tipo Suspensión. Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-3, 56-4

Elaboración: Propia

continuación, se muestran la relación de localidades beneficiadas:

Tabla N° 36: Relación de localidades Beneficiadas

N°	LOCALIDADES	REGIÓN	PROVINCIAS	DISTRITOS
1	TANTAMACO	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
2	CHILLCOUNO GRANDE	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
3	SAMILIA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
4	CCARCCATIRA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
5	ACCOPUJIO	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
6	ANTAJAHUA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
7	PACAJE	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
8	CCATACANCHA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
9	MACUSANI	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
10	HATUN PINAYA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
11	QUERACCUCHO	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
12	HUACRAMARCA (SFV)	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
13	CCARA CCARA (SFV)	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
14	HUAYLLUMA (SFV)	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
15	PAYAMICHINA	PUNO	CARABAYA	MACUSANI
16	SURAMAYO (SFV)	PUNO	CARABAYA	MACUSANI

Elaboración: Propia

4.3.1.5.3. EQUIPAMIENTO DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Tabla N° 37: Características principales de la Sub Estación

Equipos de protección y maniobra	:	<ul style="list-style-type: none"> - Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut Out), 27 kV, 150 kV-BIL, 100 A. y (Cut Out), 15 kV 110 kV-BIL, 100 A. - Pararrayos de Oxido Metálico - Sistema 22,9/13,2 kV: 21 kV, 10 kA, Clase 1 (IEC) - Tableros de Distribución según metrado y especificaciones técnicas.
Transformadores de Distribución	:	<ul style="list-style-type: none"> - Transformadores monofásicos (Fase-Neutro) 13,2/0,46-0,23 kV de 5, 10, kVA. - Transformadores Trifásicos (Fase-Neutro) 22,9/0,46-0,23 kV de 50, 100, 160 kVA.
Sistema de Puesta a Tierra	:	<ul style="list-style-type: none"> - Subestaciones y estructuras de seccionamiento, protección o medición: Electrodo(s) vertical(es) de puesta a tierra, con caja de registro. Armados PAT-1, PAT-2 y PAT-3 para poste de concreto. - Otras estructuras: Contrapeso Circular sin electrodo vertical de puesta a tierra. Armado PAT-1C para poste de concreto. - Conductor de cobre desnudo 16 mm² de sección y Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm ϕ x 2,40 m de longitud - Retenidas: conectadas a tierra en todas las estructuras. - Accesorios de ferretería: puestos a tierra en todas las estructuras. - Límites máximos de la resistencia de puesta a tierra: <u>Sistema 22,9/13,2 kV:</u> Subestaciones MRT 13,2 kV – 5 kVA : 25 Ohm. Subestaciones MRT 13,2 kV – 10 kVA : 25 Ohm

Elaboración: Propia

4.3.1.5.3.1. NIVEL DE AISLAMIENTO DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los niveles de aislamiento considerados para el diseño de la subestación de distribución son los siguientes:

Tensión Nominal (kV)	22,9/13,2
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial (kV)	50
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 μ s (interno) (kV)	125
Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 μ s (externo) (kV)	150

4.3.1.5.4. EQUIPAMIENTO DE LAS REDES SECUNDARIAS

Los puntos de alimentación para redes de servicio particular, alumbrado público y conexiones domiciliarias, serán los Tableros de las Subestaciones de Distribución.

Tabla N° 38: Características principales del sistema RS

Número de Localidades	12 Localidades Proyectadas
Tensión Nominal Frecuencia Vano básico	<ul style="list-style-type: none"> - Redes Monofásicas 440-220 V. (9 localidades) - Redes Trifásicas 380-220 V. (3 localidades) - 60 Hz - 60 m - Neutro corrido con múltiple puesta a tierra.
Número de Conexiones	3984 Conexiones
Calificación Eléctrica Doméstica	Tipo I y II: 472.57 W y 277.44 W por conexión; 0,5 de factor de simultaneidad.
Conductor	Autoportante de Aluminio con Portante de Aleación Aluminio aislado, 1x16+NA25mm ² 1x16+1x16+NA25mm ² , 2x16+1x16+NA25mm ² , 3x35+1x16+NA25 mm ² , 3x50+1x16+NA35 mm ² y 3x70+1x25+NA50 mm ² .
Estructuras	<ul style="list-style-type: none"> - Configuración: según normalización de la DGE/MEM. - Postes de Concreto Armado Centrifugado de 8m/200 daN, 8m/300 daN y 9m/300 daN. -Cimentación: directamente enterrados, sin solado ni cimentación de concreto.
Alumbrado Público	Alumbrado público: Pastoral Tubo AoGo ø 38 mm ø, avance 500 mm, luminaria con equipo completa, lámpara de vapor de sodio de 50 W rural Y 70 W urbano. Para la instalación de estas lámparas se tendrá en cuenta el factor kalp=6,3.
Sistema de Puesta a Tierra	<ul style="list-style-type: none"> - En las Subestaciones: Puesta a Tierra PAT-3 con la media tensión. - Otras estructuras: Un electrodo vertical cada 150 m en promedio, sin caja de registro, Tipo PAT-1 para poste de concreto. - Conductor de cobre desnudo 16 mm² de sección y Electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm ø x 2,40 m de longitud - Retenidas: conectadas a tierra a través del conductor neutro del sistema. - Límites máximos equivalentes de la resistencia de puesta a tierra: Sistemas Monofásicos 440-220 V: 10 ohm.
Retenidas	Cable de Acero Grado Siemens Martin 10mm ø, varilla de anclaje de 2,4 m x 16 mm ø, bloque de anclaje de CA 0,40 x 0,40 x 0,15 m

Elaboración: Propia

4.3.1.5.5. EQUIPAMIENTO DE LAS CONEXIONES DOMICILIARIAS

Las 3984 conexiones domiciliarias serán aéreas, compuestas de cable concéntrico con conductor de cobre de 2x4 mm².

Medidor Monofásico y trifásico de Energía Activa, Tipo Electrónico con Micro Procesador de 220V;10-40A;60Hz, con caja metálica portamedidor e Interruptor Termomagnético. En el caso que las viviendas sean de material noble y/o adobe la caja porta medidor y el tubo de acometida se empotrará en la pared y serán cubiertos con mortero de cemento-arena o yeso dependiendo de la naturaleza de la pared de la vivienda.

Los vanos máximos de conexión domiciliaria por tipo de configuración son:

Configuración corta	:	15 m
Configuración larga	:	25 m

4.3.1.5.6. MATERIALES DE FERRETERÍA

La ferretería, tales como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, serán galvanizados en caliente a fin de protegerlos contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos han sido definidas sobre la base de las cargas a las que estarán sometidas.

4.3.1.6. SELECCIÓN DE LAS RUTAS DE LÍNEA

4.3.1.6.1. ESTUDIOS Y TRABAJOS PRELIMINARES EN GABINETE

Se efectuaron los “Estudios Preliminares de Gabinete” conformadas por las siguientes actividades, las cuales se enumeran en forma secuencial:

- Estudio y análisis proyectos de ampliación y servidumbres de carreteras en el área de influencia del proyecto según clasificación del Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

- Determinación de los puntos críticos a ser inspeccionados en la zona del proyecto.
- Representación gráfica en el programa Google Earth, que cuenta con una base de datos de fotografías satelitales y datos de altitud que cubre toda la superficie mundial. Este programa entrega un perfil topográfico con una exactitud equivalente a la de un GPS navegador, el cual nos ha permitido realizar el trazo de ruta bastante aproximado antes de salir a campo.

Una vez estudiada la información recopilada se definió los criterios para el trazo de la ruta de línea y se hizo un trazo tentativo preliminar en el programa Google Earth, el cual se validó y modificó en la zona del proyecto, en la etapa de visita de campo.

4.3.1.6.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA RUTA DE LAS LÍNEAS PRIMARIAS

Se verificó que las rutas de las líneas primarias definidas sean concordantes con los siguientes criterios y normas de seguridad enumerados en orden de importancia:

- Para el trazo de las líneas en 22,9 kV se utilizan los accesos existentes, respetando los derechos de vía de las carreteras, trochas carrozables y caminos de herradura, y distancias de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad-CNE y la norma DGE.
- Evitar el paso por zonas con vestigios arqueológicos.
- La ruta no pasa por zonas protegidas por el estado (DS N° 010-90-AG).
- Evitar el paso por terrenos inundables, suelos hidromórficos y geológicamente inestables.
- Minimizar la afectación de terrenos de propiedad privada.
- Minimizar la afectación de zonas con vegetación natural, de tal manera de no afectar la flora, fauna y disminuir el impacto ambiental en la zona del proyecto.

4.3.1.6.3. RUTA DE LÍNEA

La Relación Total de Coordenadas UTM de la Ruta de Línea Primaria se presenta en el plano (Ver: Plano de Ubicación de Localidades, Líneas y Redes Primarias):

4.3.1.7.DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

En esta alternativa se plantea la implementación de un panel solar fotovoltaico en cada vivienda, que permita obtener la energía suficiente para satisfacer las demandas básicas de alumbrado e información (radio y TV). Esta alternativa debe llevarse a cabo junto con una capacitación a profesionales del sector eléctrico, sobre la operación y mantenimiento, así como otros usos de los paneles solares. Esta alternativa se implementará a las 4 localidades del proyecto beneficiando a 43 abonados.

Los elementos que conforman los SFV son los siguientes:

43 Módulos Fotovoltaicos, equipados con paneles solares, baterías, controladores, tableros y accesorios.

- 1 Panel solar de 80 Wp
- 1 Regulador de carga de 10 A
- 1 Bateria Solar de 12 VDC, 150 Ah
- 1 Soporte de Módulo
- 1 Tablero de Distribución
- 1 Materiales y accesorios de instalación
- 3 Lámpara Fluorecente compacta DC, 11 W
- 1 Cables, conectores, tomacorrientes, etc
- 1 salida de 12 V para uso Multiple

4.3.1.8.CONFIABILIDAD DE PROPUESTA DE MEJORA

Con la entrada en servicio de la SE San Gabán II 138/22.9/13,8kV-5/3/2 MVA, se ha efectuado la reconfiguración de los sistemas eléctricos en 22.9kV, de tal forma de distribuirlos en dos circuitos, de acuerdo al siguiente criterio (Ver: Plano de Ubicación de Localidades, Líneas y Redes Primarias):

A. Consideraciones Generales

El análisis de caída de tensión del sistema eléctrico para el 2017 (año 1), 2026 (año 10), y 2036 (año 20), se ha efectuado con el programa NEPLAN, previsto para proyectos rurales con líneas 3 ϕ , 2 ϕ y 1 ϕ -MRT, verificándose que se obtenga una calidad de producto

dentro de lo señalado en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSER, que establece una caída de tensión máxima de 5% en MT. Cuyos resultados se muestran en el Plano Diagrama Unifilar, obteniéndose resultados satisfactorios con los reforzamientos requeridos en el año inicial, y luego entre los años 7 al 10, de tal forma de cumplir con $\%AV = 5\%$, y para lo cual se ha tenido que considerar los siguientes reforzamientos:

4.3.1.8.1. PROTECCIÓN Y CONFIABILIDAD DE LAS LÍNEAS EN 22,9kV

El sistema eléctrico actual cuenta con reconectador automático (recloser), en los circuitos ramales que parten de las líneas troncales, éstos cuentan con seccionadores-fusible tipo cut-out, los cuales quedan fuera de servicio en el caso de la ocurrencia de fallas temporales, que representan alrededor del 80% de las fallas.

Los SFR completan a los recloser actuales, que con la entrada de la SE San Gaban II, deberán ser reubicados, y complementados con los SFR, los cuales permitirán despejar las fallas temporales, quemándose un fusible, y enganchando el siguiente, teniendo dos de respuesta. El cambio del fusible se efectúa como una labor de mantenimiento preventivo, no afectando la confiabilidad del servicio eléctrico rural.

Los SFR son ampliamente utilizados en los proyectos de electrificación rural de las empresas de distribución de Brasil. Asimismo, se utilizan en Colombia, siendo la Empresa Pública de Medellín-EPM una de las que lo utiliza.

La protección de líneas aéreas de transmisión además de tener el recloser para reconectar se logrará por medio de **un cable de guarda**, el ángulo de protección obtenido al colocar un hilo de guarda es de 30 grados siempre y cuando el hilo se conecte a una tierra de baja resistencia (25 ohms o menos), **mediante pararrayos en las líneas vivas**, en terrenos donde se tienen resistencia a tierras de electrodos de 25 a 250ohms, y **relés de distancia** lo cual comunicara el punto de falla donde se genera para minimizar el tiempo localización.

Implementación de un protocolo o procedimiento de coordinación de maniobras y

reposición de servicio eléctrico luego de una desconexión programada o por falla. Elaboración de un programa de gestión de mantenimiento (semanal, mensual, anual, quinquenal, etc.) que sea acorde a las necesidades propias del sistema de transmisión y distribución.

También será confiable este proyecto porque ya no habrá nevados, vientos fuertes, granizadas y demás de la inclemencia del tiempo porque la trayectoria de la línea primaria es selva y ceja de selva y con el cambio total de redes primarias y secundarias se mejorará al 100% ya cumplirán con las distancias mínimas de seguridad.

4.3.1.9.EVALUACIÓN SOCIAL Y SOSTENIBILIDAD DEL PROYECTO

Se ha efectuado la Evaluación Social para sistema convencional y sistema fotovoltaico, obteniéndose los siguientes indicadores económicos:

Tabla N° 39: Indicadores Económicos a Precios Privados y Sociales Sistema Convencional

INDICADORES ECONÓMICOS	Indicadores	
	Privados	Sociales
tasa de descuento %	12%	9%
VAN mil S/.	-5175423	3819158
TIR (%)	7.65%	12.10%

Elaboración: Propia

Tabla N° 40: Indicadores Económicos a Precios Privados y Sociales Sistema Fotovoltaico

INDICADORES ECONÓMICOS	Indicadores	
	Privados	Sociales
tasa de descuento %	12%	9%
VAN mil S/.	-28789	13662
TIR (%)	N.A.	N.A.

Elaboración: Propia

Respecto a la sostenibilidad, los costos de operación y mantenimiento del proyecto se cubren con los beneficios obtenidos por la venta de energía a los beneficiarios del

proyecto, lográndose la Sostenibilidad del Proyecto., y a manera de resumen, en los cuadros siguientes:

Tabla N° 41: Sostenibilidad del Proyecto para Sistema Convencional

FLUJO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO						
COSTOS Y FUENTES	AÑOS					
	2016	2017	2021	2026	2031	2036
<i>En Soles</i>	0	1	5	10	15	20
ALTERNATIVA 01 (SER+SFV)						
Costo de Operación y Mantenimiento		306,911	306,911	306,911	306,911	306,911
Costo por compra de energía		562,183	612,832	682,607	760,327	846,896
Impuesto a la Renta		649,522	656,854	662,519	668,822	675,834
Ingresos Venta de Energía		2,055,577	2,238,251	2,489,624	2,769,272	3,080,379
Cobertura		135%	142%	151%	160%	168%

Elaboración: Propia

De los resultados obtenidos en la Sostenibilidad del Proyecto para Sistema Convencional podemos concluir lo siguiente:

Para el caso base del COyM, el proyecto es sostenible para todo el periodo de análisis.

El proyecto es sostenible hasta con una variación del COyM al 33% de la inversión inicial, para todo el periodo de análisis (20 años).

El proyecto es sostenible hasta con una reducción del 10% en el precio de venta de la energía, para todo el periodo de análisis (20 años).

El proyecto es sostenible hasta con una reducción del 10% en de la demanda proyectada, para todo el periodo de análisis (20 años)

Tabla N° 42: Sostenibilidad del Proyecto para Sistema Fotovoltaico

Caso	COSTOS Y FUENTES	Años				
		2017	2021	2026	2031	2036
		1	2	3	4	5
1	Costos de Oper. Y Mant. Mil S/.	2 525	2 723	2 992	3 287	3 612
COyM	Tarifas o Cuotas (Cuotas mensuales)	3 888	3 553	3 904	4 290	4 714
	Cobertura (Mil S/.)	1 363	830	912	1 102	1 102
	Cobertura % (Caso Base)	154%	131%	131%	131%	131%

Elaboración: Propia

4.3.1.10. PRESUPUESTO O VALOR REFERENCIAL

El costo total del proyecto del año 2017, es de **Diecisiete Millones Ciento Seis Mil Ciento Noventa y Seis con 94/100 Nuevos Soles (S/. 17 106 196.94)** incluido IGV; tal como se detalla en el cuadro siguiente:

Tabla N° 43: Presupuesto

Ítem	Descripción	Transformador de Potencia 138/22,9/13,8 y Accesorios	Líneas Primarias	Redes Primarias	Redes Secundarias, Sin Acometidas	Sistema Fotovoltaico Domiciliario	Total S/.
A	Suministros de Materiales	1 869 000,00	1 725 284,76	1 088 920,36	2 720 821,54	147 136,52	7 551 163,18
B	Montaje Electromecánico	579 355,00	829 759,80	380 451,93	1 123 189,81	65 912,81	2 978 669,35
C	Desmontaje Electromecánico	224 280,00	75 239,79	84 767,07	480 811,06		865 097,92
D	Transporte de Materiales	112 140,00	103 517,09	65 335,22	163 249,29	8 828,19	453 069,79
E	Transporte de Materiales Desmontado	8 971,20	3 009,59	3 390,68	19 232,44		34 603,92
F	Costo Directo (C.D.)	2 784 775,00	2 733 801,44	1 619 474,58	4 488 071,70	221 877,52	11 882 604,16
G	Gastos Generales	334 173,00	328 056,17	194 336,95	538 568,60	26 625,30	1 425 912,50
G1	Gastos Generales Variables Directos	167 086,50	164 028,09	97 168,47	269 284,30	13 312,65	712 956,25
G2	Gastos Generales Fijos Indirectos	167 086,50	164 028,09	97 168,47	269 284,30	13 312,65	712 956,25
H	Utilidades	278 477,50	273 380,14	161 947,46	448 807,17	22 187,75	1 188 260,42
	Sub-Total Sin I.G.V. (S/.)	3 397 425,50	3 335 237,76	1 975 758,99	5 475 447,48	270 690,57	14 496 777,07
	Impuesto General a las Ventas IGV (18%)						2 609 419,87
	Costo Total S/. (Incluye I.G.V.)						17 106 196,94

Elaboración: Propia

4.3.1.11. IMPACTO AMBIENTAL

En este capítulo se identifica los impactos a los ambientes físicos, biológicos, socioeconómicos y de interés humano como resultado de la actividad eléctrica una vez puesta en marcha el proyecto en el área de influencia.

4.3.1.11.1. IMPACTO DE MEDIO FÍSICO

A) Impactos sobre la topografía

En el presente proyecto eléctrico el impacto sobre la topografía será mínimo, por cuanto el sistema de izaje de postes afectaran un área de 0.90 m² aprox por poste, luego de izado el poste se compactará con piedra mediana y la misma tierra extraída será apisonada.

B) Impactos en la calidad de las aguas

Los efectos de la electrificación rural consistente en la red de distribución secundaria sobre la calidad de las aguas en el área de influencia del proyecto que drenan en la zona, serían de impactos puntuales en la fase de izare de postes, en zonas donde se tendría presencia de aguas en las áreas de contacto entre poste y agua, los postes serán instalados con concreto, llevará un solado el cual servirá como un elemento aislante que evitará el contacto entre el poste y el agua.

Se monitoreará en los puntos de análisis de efluentes de Calidad de Aguas Superficiales y Subterráneas. Las calidades de las aguas en los puntos monitoreados deberán ser comparados a los niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que incluye los parámetros siguientes: pH, sólidos en suspensión y aceites y grasas, (R. D. N° 008-97-EM/DGAA).

La calidad de agua en estas estaciones se comparará a la Ley General de Aguas Clase III referida a las aguas para riego de cereales, hortalizas, tubérculos y bebida de animales debido a que es el principal uso que tienen las aguas de los manantiales de esta zona.

C) Impactos en la calidad de los suelos

En la zona del proyecto se puede apreciar poco efecto de los procesos erosivos actuales y su influencia sobre la vida útil de los terrenos existentes por tener presencia de pastos naturales.

Se han identificado pequeñas áreas, que debido a los procesos naturales están aportando volúmenes menores de sedimentos en el área de las cochas lo que permitirá priorizar dichas áreas en las que a corto, mediano o largo plazo, se podrá poner en práctica las medidas de control de la erosión, tratando de disminuir o detener el avance de los actuales procesos erosivos.

Las identificaciones de las diferentes unidades erosionables han sido hechas sobre la base de la observación directa de la zona, los que corresponden a los procesos de:

Erosión hídrica por escurrimiento superficial no concentrado;

Erosión hídrica por escurrimiento superficial concentrado.

Estos procesos de erosión se presentan de manera individual o asociada entre ellos, así tenemos:

D) Impactos en la calidad del aire

Si tenemos en cuenta todas las actividades que se realizarán en la fase constructiva del proyecto, podemos concluir que la principal fuente mínima de contaminación atmosférica serían las partículas en suspensión puntuales como producto del paso de los vehículos, transporte de materiales eléctricos y el izado de postes de, esta situación se controlará con riegos de agua para evitar la presencia de polvos y otros. Las partículas en suspensión representan un impacto a la calidad del aire y son una preocupación desde el punto de vista de la salud humana.

En la fase de operación del proyecto, no se tendría impactos sobre la calidad del aire por no tener emisiones de ninguna índole.

E) Impactos en los ecosistemas, flora y fauna

Los impactos negativos sobre ecosistemas, flora y fauna de la zona serán en mínima proporción en la fase de construcción, debido a las excavaciones para el izare de postes de será en un área reducida y puntual, la diversidad de fauna caracterizada por las aves estacionales y perennes de la zona no se verán afectadas en su hábitat porque el proyecto no tendrá intervención directa en el ecosistema.

Las excavaciones y transporte de elementos eléctricos afectarán en forma mínima, puntual y transitorias en la fase constructiva, culminada el izare de los postes, volverán a recubrirse con los mismos materiales extraídos cobertura do en el caso con el mismo suelo.

F) Impactos en el ambiente socio-económico

Aun cuando la situación socio-económico en el área de influencia del proyecto es considerada como pobre; sin embargo, con la puesta en marcha del presente proyecto eléctrico los impactos en este aspecto serán positivos; es decir mejorarán sus ingresos económicos, culturales, educación y otros.

Aunque no lleguen a cubrir la demanda de toda la población de la zona, el proyecto ofrecerá empleo eventual, mejoras de vivienda y servicios esenciales, usos de equipos e instrumentos eléctricos, artefactos domésticos, educación, calefacción y otros beneficios para los pobladores de la zona.

La ejecución del proyecto eléctrico dará empleo a las personas en forma directa e indirecta a todos los habitantes de las comunidades del distrito de Macusani, evitando la migración hacia ciudades de la costa con su secuela de pobreza.

4.3.1.11.2. MATRIZ EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN

Los resultados de la matriz de impacto ambiental en la fase de construcción presentarán impactos positivos y negativos, los que se dan a conocer a continuación.

A) Impactos ambientales positivos

Después de haber realizado el cuadro respectivo de la matriz indicada, dichos impactos se presentan de mayor a menor ponderación, los mismos que son generados por las actividades antrópicas las que se llevarán a cabo por la ejecución de las distintas etapas que están consideradas en el proyecto.

Los impactos ambientales positivos del proyecto ocasionan la generación de puestos de trabajo para los pobladores de las comunidades incluidas en el proyecto el uso de mano de obra, por consiguiente, el ingreso económico adicional a sus actividades habituales, esto significa que estos efectos ocasionaran una mejor calidad de vida y un desarrollo sostenido de estas comunidades.

B) Impactos ambientales negativos

Los impactos ambientales negativos de mayor a menor ponderación generados por las acciones humanas realizadas en el proyecto durante la construcción sobre los factores ambientales como son la excavación de pozos, izare de postes de, tendido de cables ocasionaran una alteración del paisaje y suelo en forma moderada y puntual, los mismos que se remediaran al finalizar dichos trabajos.

4.3.1.11.3. PLAN DE MONITOREO, SEGUIMIENTO Y/O VIGILANCIA.

El Plan de Monitoreo, Seguimiento y/o Vigilancia permitirá la evaluación periódica, integrada y permanente de la dinámica de las variables ambientales, tanto de orden biofísico como socioeconómico y cultural; con el fin de, suministrar información precisa y actualizada para la toma de decisiones orientadas a la conservación o uso sostenible de los recursos naturales y el medio ambiente durante la construcción y operación de la Pequeña Central.

4.3.1.11.4. PLAN DE CONTINGENCIA

El Plan de Contingencias tiene por objetivo establecer las acciones necesarias, a fin de prevenir y controlar desastres naturales y accidentes laborales que pudieran ocurrir en el área de trabajo,

Durante la vida operativa de la planta, de tal modo que permita contrarrestar los efectos generados por la ocurrencia de eventos asociados a fenómenos de orden natural y a emergencias producidas por alguna falla de las instalaciones de seguridad o error involuntario en la operación y mantenimiento de los equipos.

4.3.1.12. EVALUACIÓN ARQUEOLÓGICA

Durante la inspección preliminar geográficamente de los sitios Arqueológica se pudo constatar que, si existe evidencia arqueológica en superficie, dentro de las zonas o área de influencia del proyecto existe línea primaria, red primaria y red secundaria, en el cual el proyecto se traza por la PREEXISTENTE, el cual se realizara un contraste y verificación *in situ* por donde atraviesa el trazo futuro de la Línea Primaria, red primaria y red secundaria del Proyecto.

Finalmente amparándonos en el propio Decreto Supremo N° 003-2014-MC. Aprueban Reglamento de Intervenciones Arqueológicas publicado en el diario oficial el peruano el 04 de agosto del año 2014 y remitiéndonos al artículo N0 57 dice: excepciones a la tramitación de cira. considera en el numeral 57.2 proyectos que se ejecuten sobre infraestructura preexistente, que a la letra dice: “tratándose de proyectos que se ejecuten sobre infraestructura preexistente, no será necesaria la tramitación de cira”

4.3.2. PROPUESTA CON RESPECTO AL PERSONAL

Una vez que se realice la independización de la línea 22.9KV con una protección adecuada, y de que se asignen la responsabilidad será necesario asegurarse de que el personal tenga bien desarrollada las habilidades necesarias para realizar sus actividades.

Teniendo solo un ingeniero a cargo de SEMA o ELECTROMAC S.A.A. lo cual no se preocupa en la calidad de suministro o servicio de energía eléctrica a la ciudad de Macusani y sus Centro Poblados es por lo que no hay mantenimiento y/o equipamiento de protección adecuada de la línea de transmisión 22.9 KV Ajoyani-Macusani, a través de la Municipalidad Provincial de Carabaya-Macusani se debe contratar o cambiar ingenieros que tengan esa visión y capacidad de solucionar problemas de fallas el suministro eléctrico a esta localidad.

En cuanto a los técnicos que laboran en esta institución se debe de capacitar, lo cual, no debe verse simplemente como una obligación que hay que cumplir porque así lo manda la ley. La capacitación es una inversión que trae beneficios a la persona y a la empresa.

Entre los beneficios que se buscan mediante la capacitación de los empleados en las organizaciones se encuentran:

- Aumentar el nivel de satisfacción con el puesto.
- Ayudar a solucionar problemas
- Mejorar el tiempo de respuesta ante problemas.
- Aumentar la rentabilidad de la empresa
- Crear una mejor imagen de la empresa
- Facilitar la comprensión de las políticas de la empresa
- Promover la comunicación dentro de la organización

En este caso se propone que todos los trabajadores estén capacitados como mínimo en las siguientes áreas:

Enfoque de procesos. Deberán entender claramente el propósito de la empresa y deberán entender los procesos que se desarrollan en la empresa para lograr dicho propósito.

Particularmente deberán entender claramente el proceso que desempeñan y la importancia que tiene para el cumplimiento del propósito general de la empresa.

Actividades particulares. Deberán estar capacitados de acuerdo a las actividades que tengan que desarrollar y en relación a las áreas que abarquen.

4.3.3. PROPUESTA CON RESPECTO A LA EMPRESA

La propuesta con respecto a la empresa Electromac S.A.A. o SEMA a través de la Municipalidad Provincial de Carabaya-Macusani que formalice la concesión eléctrica presentando los documentos necesarios a Ministerio de Energía y Minas ya que para tener una concesión se necesita una demanda que supere los 500 KW y Macusani tiene una demanda de 863.68 KW lo cual lo permite que sea una concesión de distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad según la Ley de Concesiones Eléctricas lo cual permitirá conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo provisto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda. La solicitud de concesión definitiva para realizar la actividad de distribución debe venir acompañada de la delimitación de la de concesión en coordenadas UTM (PSAD56).

CONCLUSIONES

PRIMERO: El análisis y diagnóstico realizada se enfocó en la detección de las causas de las fallas imprevistas en el suministro eléctrico Macusani, lo cual tienen una importancia específica, encontrando principalmente las fallas producidas por condiciones climáticas y por las condiciones actuales del sistema eléctrico, con base a estos datos y resultados obtenidos se da la propuesta de una nueva línea primaria en 22.9 KV San Gabán-Macusani, con un sistema de protección adecuado, concluyendo que con esto se puede tener una mayor confiabilidad en el servicio y operación de esta red eléctrica.

SEGUNDO: El diagnóstico a la situación actual del sistema eléctrico Macusani, nos permite encontrar el estado en que se encuentran las instalaciones: en la línea primaria postes deterioradas en un 95%, sus cables de guarda y puestas a tierra en mal estado en un 80%, DMS y flechado en red primaria y secundarias encontramos en un 85% en mal estado, las cargas no están balanceados los cuales generan las fallas imprevistas. Lo cual nos indica que se debe hacer un cambio total de las redes eléctricas de Macusani.

TERCERO: Utilizando la información estadística brindada por la empresa, los usuarios o clientes a través de entrevistas y encuestas, y visualización personal al sistema actual sobre la duración y frecuencia de fallas, las fallas forzadas fueron principalmente originados en la línea de transmisión LT-9002 22.9KV Antauta-Ajoyani-Coaza y Ajoyani-Macusani, como también la línea de interconexión 60kV Azangaro-Antauta a causa de las inclemencias del tiempo, lo que deriva en una reducción de la eficiencia del proceso.

CUARTO: De los resultados obtenidos se tiene la propuesta viable de independizar de la línea primaria en 22,9 kV de una terna y en el año diez (10) reforzar a dos (2) ternas San Gabán-Macusani e implementación de un nuevo transformador de potencia 5/3/2 MVA, 138/22.9/13.8 KV-San Gabán II con un sistema de protección adecuado: como el recloser, el cable de guarda, puestas a tierra franklin, relés de distancia, y cambio total de redes primarias, secundarias lo cual mejoraría en 95% la calidad de servicio y se propone instalar sistemas eléctricos fotovoltaicos para lugares alejados.

RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda ampliar el diagnóstico en la Línea de Transmisión 60 KV Azangaro-Antauta y línea primaria 22,9KV Anauta-Coaza-Uscayos, así equipar con los sistemas de protección contra descargas atmosféricas y otras inclemencias del tiempo para poder reducir las fallas imprevistas y que se atienda a los usuarios con buena calidad de energía eléctrica.

SEGUNDO: Se recomienda elaborar los diagramas unifilares, planimetría de la línea, manuales, procedimientos, instructivos de trabajo, planes de contingencia entre otros que sea de necesidad de una operación y mantenimiento óptimo de las instalaciones de transmisión y distribución. SEMA debe tener el historial completo de todas las fallas eléctricas con todas sus causas de todos los años.

TERCERO: Se recomienda a SEMA a través de la Municipalidad Provincial de Carabaya-Macusani coordinar con el Ministerio de Energía y Minas, Electro Puno S.A.A., Empresa de generación San Gabán II y otras entidades, para que este proyecto se ejecute.

CUARTO: También se recomienda la propuesta de cambio y/o contrato de Ingenieros capacitados para la administración de la nueva línea primaria 22.9kV, capacitación a los técnicos y la propuesta de formalización de la empresa con la concesión eléctrica.

REFERENCIAS

- BOUILLE, D. (2004) Economía de la Energía. Argentina: Universidad de Buenos Aires.
- DAMMERT, A., GARCÍA, R. y MOLINELLI, F. (2010) Regulación y Supervisión del sector eléctrico. Lima: Fondo editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
- DERECHOS RESERVADOS © (1991), Metodología de investigación. (libro), respecto a la primera edición por MCGRAW - HILL INTERAMERICANA DE MÉXICO.
- Dirección General de Electrificación Rural (Ed.) (2015, setiembre)-Estudio de definición de una estrategia de uso eficiente de la energía eléctrica en el programa de electrificación rural. (libro) Lima-Perú: DGER/MEM.
- Decreto Ley N°25844 (1992) Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo No. 020-97-EM (1997) Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Lima-Perú.
- GALEAS, R (2010), “Líneas de Transmisión Eléctrica” PERU: 1ra Edición, Grupo Editorial MEGABYTE S.A.C.
- HERNÁNDEZ, R. (1990), Metodología de la Investigación. (Libro) México. McGraw Hill.
- LA COMPAÑÍA (2012) Teoría de Compensaciones–Subgerencia de Operaciones y Calidad del Suministro.
- MEM-(2001) Código Nacional de Electricidad Suministros. Lima-Perú: MEM
- RUIZ, E. (2008), Análisis de la eficiencia en la distribución de electricidad: una aproximación no paramétrica al caso peruano. Tesis de Licenciatura en: Lima-Perú. Universidad Nacional del Callao.
- RUIZ, E. (2012), Economía, Lima-Perú: Universidad Nacional del Callao.
- Ley N°26734 (1996) Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- RD-018-2003-EM/DGE Bases para el Diseño de LP y RP para Electrificación Rural. Lima-Perú.
- RD-024-2003 EM/DGE Especificaciones Técnicas de Soportes Normalizados para Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural. Lima-Perú.
- RD-026-2003-EM/DGE Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural. Lima-Perú.

ANEXOS

ANEXO 1: Localidades beneficiadas

Sistema Convencional								
N°	Localidad	N° de Lotes	N°	Localidad	N° de Lotes	N°	Localidad	N° de Lotes
Provincia de Carabaya, Region Puno								4027
1	Distrito de Macusani							4027
1	TANTAMACO	191	7	PACAJE	264			
2	CHILLCOUNO GRANDE	9	8	CCATACANCHA	8			
3	SAMILIA	8	9	MACUSANI	3449			
4	CCARCCATIRA	6	10	HATUN PINAYA	10			
5	ACCOPUJIO	8	11	QUERACUCHO	7			
6	ANTAIAHUA	19	12	PAYAMICHINA	5			
Sistema Fotovoltaico								
13	HUACRAMARCA	12						
14	CCARACCARA	7						
15	HUAYLLUMA	19						
16	SURAMAYO	5						
TOTAL								4027

Elaboración: Propia

ANEXO N° 2: CUD en localidades con Servicio Eléctrico Similares Tipo I

Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	Localidad Tipo	CU - kWh/mes-usuario (Loc. Tipo I)				
				2011	2012	2013	2014	2015
01	S1000001	CERCADO	I	20.46	20.73	20.65	21.11	20.9
02	S1000002	H. DEL CENEP	I	22.3	21.36	21.32	21.83	21.63
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	I	21.38	21.07	20.98	21.45	21.27
04	S1000004	LA VICTORIA	I	9.35	22.1	23.25	23.4	23.7
05	S1000005	MIRAFLORES	I	11.9	18.65	18.8	19.8	16.1
06	S1000006	SAN ANTONIO	II	18.43	18.67	18.67	19.15	19.05
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	I	20.5	21.14	20.91	21.45	21.22
08	S1000008	TUPAC AMARU	I	20.3	20.49	20.39	20.85	20.67
09	S1000009	PACAJE	II	18.01	16.77	16.81	17.27	17.2
10	S1000010	TANTAMACO	II	18.38	17.24	17.15	17.56	17.48
Promedio Loc. Tipo I:				19.97	19.82	19.89	20.39	19.92

Elaboración: Propia

ANEXO N° 3: CUD en localidades con Servicio Eléctrico Similares Tipo II

Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	Localidad Tipo	CU - kWh/mes-usuario (Loc. Tipo II)				
				2011	2012	2013	2014	2015
01	S1000001	CERCADO	I	18.54	18.67	18.58	19.02	18.8
02	S1000002	H. DEL CENEP	I	20.29	19.63	19.59	20.08	19.88
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	I	19.65	19.4	19.29	19.76	19.55
04	S1000004	LA VICTORIA	I	9.9	18.4	19.5	19.6	19.8
05	S1000005	MIRAFLORES	I	12.6	17.1	17.2	18.2	14.4
06	S1000006	SAN ANTONIO	II	19.78	20.14	20.12	20.61	20.53
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	I	19.1	19.5	19.27	19.79	19.54
08	S1000008	TUPAC AMARU	I	18.76	18.84	18.73	19.18	18.97
09	S1000009	PACAJE	II	20.15	18.23	18.27	18.72	18.65
10	S1000010	TANTAMACO	II	20.44	18.7	18.6	19	18.92
Promedio Loc. Tipo II:				19	19.02	19	19.05	19.08

Elaboración: Propia

ANEXO N° 4: Población en los años 1993 y 2007 en el Distrito de Macusani Según INEI

Población en los años 1993 y 2007 en el Distrito de Macusani Según INEI			
Año Censal	POBLACION DE MACUSANI		
	URBANA	RURAL	TOTAL
1993	6,451	2,506	8,957
2007	8,645	3,062	11,707
TC 2007-1993	2.113%	1.442%	1.931%

Fuente: Censos Nacionales 2007 y 1993

Fuentes: Censos Nacionales 1993 y 2007

ANEXO N° 5: Histórico Consumos Unitarios

Tarif BT5BR																	
BT5BR Mínimo hasta 30 KW.h			N° de Clientes					Energía Total kWh/mes					CU - kWh/mes-usuario				
Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
01	S1000001	CERCADO	301	292	285	285	278	4422.00	4249.00	4116.00	4232.00	4059.00	14.69	14.55	14.44	14.85	14.60
02	S1000002	H. DEL CENEPA	298	290	284	284	275	4848.00	4688.00	4581.00	4715.00	4502.00	16.27	16.17	16.13	16.60	16.37
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	366	356	346	346	335	5922.00	5712.00	5507.00	5665.00	5401.00	16.18	16.04	15.92	16.37	16.12
04	S1000004	LA VICTORIA	1	1	1	1	1	11.00	11.00	12.00	12.00	12.00	11.00	11.00	12.00	12.00	12.00
05	S1000005	MIRAFLORES	1	1	1	1	1	14.00	14.00	14.00	15.00	11.00	14.00	14.00	14.00	15.00	11.00
06	S1000006	SAN ANTONIO	184	181	176	176	173	2895.00	2848.00	2773.00	2857.00	2785.00	15.73	15.73	15.76	16.23	16.10
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	265	256	247	247	240	4320.00	4150.00	3946.00	4067.00	3880.00	16.21	15.98	16.47	16.17	16.17
08	S1000008	TUPAC AMARU	253	246	240	240	233	3968.00	3824.00	3698.00	3802.00	3631.00	15.68	15.54	15.41	15.84	15.58
09	S1000009	PACAJE	198	196	193	193	191	2717.00	2715.00	2683.00	2773.00	2731.00	13.72	13.85	13.90	14.37	14.30
10	S1000010	TANTAMACO	137	135	132	132	130	1957.00	1930.00	1882.00	1939.00	1897.00	14.28	14.30	14.26	14.69	14.59

Tarif BT5BR																	
BT5BR De 31 a 100 kW.h			N° de Clientes					Energía Total kWh/mes					CU - kWh/mes-usuario				
Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
01	S1000001	CERCADO	312	302	306	302	307	16584.00	16840.00	17090.00	17084.00	17367.00	53.15	55.76	55.85	56.57	56.57
02	S1000002	H. DEL CENEPA	163	188	193	191	199	9205.00	9550.00	9788.00	9825.00	10233.00	56.47	50.80	50.72	51.44	51.42
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	220	236	245	244	253	11182.00	11704.00	12159.00	12256.00	12755.00	50.83	49.59	49.63	50.23	50.42
04	S1000004	LA VICTORIA	0	1	1	1	1	83.00	85.00	87.00	88.00	90.00	0.00	85.00	87.00	88.00	90.00
05	S1000005	MIRAFLORES	0	1	1	1	1	44.00	45.00	46.00	47.00	45.00	0.00	45.00	46.00	47.00	45.00
06	S1000006	SAN ANTONIO	66	66	70	70	73	2820.00	2978.00	3137.00	3181.00	3332.00	42.73	45.12	44.81	45.44	45.64
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	189	178	186	185	191	8373.00	8734.00	9090.00	9189.00	9515.00	44.30	49.07	48.87	49.67	49.82
08	S1000008	TUPAC AMARU	143	143	149	149	155	6647.00	6943.00	7239.00	7338.00	7675.00	46.48	48.55	48.58	49.25	49.52
09	S1000009	PACAJE	19	27	29	29	31	1075.00	1162.00	1248.00	1258.00	1342.00	56.58	43.04	43.03	43.38	43.29
10	S1000010	TANTAMACO	25	34	37	37	39	1383.00	1484.00	1598.00	1606.00	1695.00	55.32	43.65	43.19	43.41	43.46

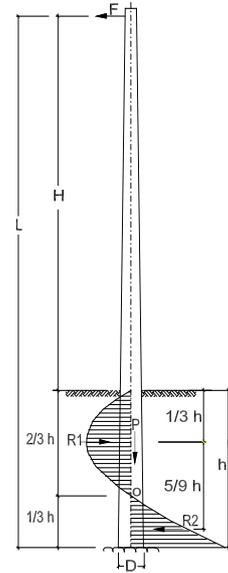
Tarif BT5BR																	
BT5BR mayor a 100 KW.h			N° de Clientes					Energía Total kWh/mes					CU - kWh/mes-usuario				
Ítem	SED - CÓDIGO	LOCALIDAD	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
01	S1000001	CERCADO	136	131	134	138	141	46899.00	48187.00	49444.00	50766.00	52073.00	344.85	367.84	368.99	367.87	369.31
02	S1000002	H. DEL CENEPA	12	16	17	19	19	2526.00	2687.00	2884.00	3078.00	3214.00	210.50	167.94	169.65	162.00	169.16
03	S1000003	JORGE CHAVEZ	14	17	18	19	20	2623.00	2726.00	2865.00	3041.00	3203.00	187.36	160.35	159.17	160.05	160.15
04	S1000004	LA VICTORIA	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
05	S1000005	MIRAFLORES	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
06	S1000006	SAN ANTONIO	3	3	4	4	4	860.00	885.00	928.00	956.00	1000.00	286.67	295.00	232.00	239.00	250.00
07	S1000007	SIMON BOLIVAR	31	30	31	31	33	6958.00	7174.00	7409.00	7617.00	7879.00	224.45	239.13	239.00	245.71	238.76
08	S1000008	TUPAC AMARU	12	14	15	15	15	4978.00	5147.00	5292.00	5423.00	5573.00	414.83	367.64	352.80	361.53	371.53
09	S1000009	PACAJE	3	2	2	2	2	553.00	564.00	592.00	613.00	634.00	184.33	282.00	296.00	306.50	317.00
10	S1000010	TANTAMACO	5	5	5	5	5	845.00	862.00	879.00	914.00	940.00	169.00	172.40	175.80	182.80	188.00

Elaboración: Propia

ANEXO N° 6: Cálculo de la Cimentación de Postes de Madera

Para el cálculo de las cimentaciones de los postes de madera (para LP) se usará la siguiente metodología:

Poste	45' C5	13m/C5
Diámetro del poste en la base (D en cm)	20.83	26.23
Longitud del poste (L en m)	9.14	12.00
Carga de rotura (Cr en N)	5345	8440
Fuerza horizontal (Vano viento máximo sin retenida en N)	1397	1459
Peso del poste (Wp en N)	2453	4577
Peso total de conductores (Pc en N)	276	922
Peso extra (Operario+Accesorios) (Pe en N)	981	981
Longitud de empotramiento (h en m)	1.50	1.80
Altura útil del poste (H en m)	7.49	10.05
Peso vertical total (Wt en N)	3710	6480
Fza hor./sismo (0.3g) a H/2 de superficie (Fsh en N)	686	1426
Fza ver./sismo (0.3g) (Fsv en N)	819	1650



Verificación de paredes Laterales

Como el sistema se encuentra en equilibrio se debe cumplir que:

$$\sum F_x = 0 \quad F - R1 + R2 = 0; R2 = R1 - F \quad \dots(1)$$

$$\sum M_o = 0 \quad F \cdot (H + 2 \cdot h/3) - R1 \cdot (h/3) - R2 \cdot (2 \cdot h/9) = 0 \quad \dots(2)$$

$$\text{De (1): } R1 = F \cdot (9H + 8h) / (5h) \quad (N) \quad \dots(3)$$

$$\text{De (2): } R2 = F \cdot (9H + 3h) / (5h) \quad (N) \quad \dots(4)$$

Esfuerzos resultantes:

$$\sigma_1 = R1 / A1 \quad A1 = D \cdot h^2 / 3$$

$$\sigma_2 = R2 / A2 \quad A2 = D \cdot h / 3$$

	45' C5	13m/C5
R1 (N)	14794	16994
R1 sismo (N)	4179	9448
R2 (N)	13397	15535
R2 sismo (N)	3494	8021
σ_1 (kg/cm ²)	0.7240	0.5504
σ_1 sismo	0.2045	0.3060
σ_2 (kg/cm ²)	1.3112	1.0062
σ_2 sismo	0.3419	0.5196

σ máximo aplicado

capacidad portante mínima terreno Tipo I en kg/cm²
 capacidad portante mínima terreno Tipo II en kg/cm²

Verificación por punzonamiento

Esfuerzo vertical local actuante

$$\sigma_v = Wt / A3 \quad (\text{kg/cm}^2)$$

$$A3 = D^2 \cdot \pi / 4 \quad (\text{cm}^2)$$

	45' C5	13m/C5
σ_v (kg/cm ²)	1.11	1.22

Conclusión:

Para cimientos terreno Tipo I: Material de préstamo seleccionado/compactado mayor a 3 kg/cm².
 Para cimientos terreno Tipo II: Material propio seleccionado/compactado mayor a 3 kg/cm²

Ver lámina de cimentaciones [CAL-SUE](#)

Resumen de cálculo de cimentaciones:

Poste Madera (pies/clase)	Tipo de Cimentación	Profundidad de Empotramiento (m)	Profundidad de excavación (m)	Ø de excavación (m)	Movimiento de Tierras (m ³)			
					Excavación	Relleno Mat propio	Relleno Mat préstamo	Eliminación Mat/excedente
45' / 5	CI-30	1.50	1.60	1.00	1.26	0.676	0.526	0.717
	CII-30					1.202	-	0.191
13m/C5	CI-12	1.80	1.90	1.00	1.49	0.878	0.512	0.787
	CII-12					1.390	-	0.275

Fuente: Ministerio Energía y Minas

ANEXO N° 7: Balance de oferta y demanda de potencia

	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030	2,031	2,032	2,033	2,034	2,035	2,036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Sistema Electrico Rural Corani	264.10	275.19	286.61	298.51	310.90	323.80	337.23	351.23	365.81	380.99	396.80	413.27	430.42	448.28	466.88	486.26	506.44	527.45	549.34	572.14	595.88
Salida 1 restante de la S.E.T. Anatauta (Ajoyani)	413.76	430.31	447.52	465.42	484.04	503.40	523.54	544.48	566.26	588.91	612.47	636.96	662.44	688.94	716.50	745.16	774.96	805.96	838.20	871.73	906.60
Salida 2 de la S.E.T. Anatauta (Cruceiro, Anatauta)	570.99	593.83	617.58	642.29	667.98	694.70	722.48	751.38	781.44	812.70	845.20	879.01	914.17	950.74	988.77	1,028.32	1,069.45	1,112.23	1,156.72	1,202.99	1,251.11
Sistema Electrico Macusani (Proyecto), (kw), (T)	863.68	883.24	903.23	924.70	946.77	969.11	992.52	1,016.32	1,041.59	1,067.70	1,093.92	1,121.67	1,149.93	1,179.56	1,209.97	1,241.66	1,275.08	1,307.83	1,342.74	1,379.74	1,416.38
Localidades Futuras (*)																					
Total	2,112.53	2,182.57	2,254.95	2,330.92	2,409.69	2,491.00	2,575.78	2,663.41	2,755.09	2,850.29	2,948.39	3,050.91	3,156.96	3,267.52	3,382.12	3,501.39	3,625.94	3,753.48	3,887.00	4,026.60	4,169.97
Potencia Util en la S.E. Anatauta (kw)	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00	5,700.00
Oferta TOTAL (kW)	5,700.00																				
Balance Oferta Demanda Devanado kW	3,587.47	3,517.43	3,445.05	3,369.08	3,290.31	3,209.00	3,124.22	3,036.59	2,944.91	2,849.71	2,751.61	2,649.09	2,543.04	2,432.48	2,317.88	2,198.61	2,074.06	1,946.52	1,813.00	1,673.40	1,530.03
Factor de Demanda (Generadores) (%)	37.1%	38.3%	39.6%	40.9%	42.3%	43.7%	45.2%	46.7%	48.3%	50.0%	51.7%	53.5%	55.4%	57.3%	59.3%	61.4%	63.6%	65.9%	68.2%	70.6%	73.2%

Elaboración: Propia

ANEXO N° 8: Determinación del Número de Unidades de Alumbrado Público

I.- CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL POR ALUMBRADO PÚBLICO DE ACUERDO A:

$$CMAP = KALP \times UN$$

Donde:

CMAP : Consumo mensual de alumbrado Público en kWh

KALP : Factor de AP en kWh/usuario-mes

UN : Número de Usuarios de la Localidad

KALP : Para Sector Típico 5 = 6.3

II.- NÚMERO DE PUNTOS DE ILUMINACIÓN:

$$PI = (CMAP \times 1000) / (NHMAP \times PPL)$$

Donde:

PI : Puntos de Iluminación

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en kWh

: Número de horas mensuales del servicio alumbrado público

NHMAP (horas/mes)

: Potencia nominal promedio de la lámpara de alumbrado público en

PPL watts

III.- CANTIDAD DE LUMINARIAS POR LOCALIDAD:

NHMAP : 12 horas x 30 días = 360

PPL : 50 + 9,5 Pérdidas = 59.5

Nota: El N° Luminarias se redondeará al entero inferior

Item	Localidad	Usuarios	CMAP	PI	N° Lumin.
1	TANTAMACO	191	1203.3	56.18	222
2	CHILLCOUNO GRANDE	9	56.7	2.65	4
3	SAMILIA	8	50.4	2.35	11
4	CCARCCATIRA	6	37.8	1.76	7
5	ACCOPUJIO	8	50.4	2.35	6
6	ANTAIAHUA	19	119.7	5.59	17
7	PACAJE	264	1663.2	77.65	203
8	CCATACANCHA	8	50.4	2.35	10
9	MACUSANI	3449	21728.7	1014	1712
10	HATUN PINAYA	10	63	2.94	1
11	QUERACUCHO	7	44.1	2.06	1
12	PAYAMICHINA	5	31.5	1.47	3

Elaboración: Propia

ANEXO N° 9: Cuadro de viviendas y población

ITEM	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	LOCALIDADES (según trabajo de campo)	CATEGORIA	VIVIENDAS TOTALES	VIVIENDAS ELECTRIFICADAS	HABITANTES
1	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	TANTAMACO	CENTRO POBLADO	191	191	955
2	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	CHILLCOUNO GRANDE	SECTOR	9	9	45
3	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	SAMILIA	SECTOR	8	8	40
4	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	CCARCCATIRA	SECTOR	6	6	30
5	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	ACCOPUJO	SECTOR	8	8	40
6	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	ANTAJAHUA	SECTOR	19	19	95
7	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	PACAJE	CENTRO POBLADO	264	264	1320
8	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	CCATACANCHA	COMUNIDAD	8	8	40
9	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	MACUSANI	URBANO	3449	3449	17245
10	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	HATUN PUTINA	COMUNIDAD	10	10	50
11	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	QUERACCUCHO	COMUNIDAD	7	7	35
12	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	HUACRAMARCA	SECTOR	12	12	60
13	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	CCARA CCARA	SECTOR	7	7	35
14	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	HUAYLLUMA	COMUNIDAD	19	19	95
15	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	PAYAMICHINA	COMUNIDAD	5	5	25
16	PUNO	CARABAYA	MACUSANI	SURAMAYO	COMUNIDAD	5	5	25

Elaboración: Propia

ANEXO N° 10: Encuestas realizadas a la población

CARGO	PROBLEMAS	CAUSAS	EFEKTOS
Autoridades Municipales	<ul style="list-style-type: none"> -Los cortes consecutivos debido a las fuertes nevadas. -Constates cortes de energía eléctrica. -Servicio pésimo que causa malestar al pueblo -Por el estado de abandono total de las líneas. -Apagones constantes, no permite el progreso del pueblo -El constante corte eléctrico donde perjudica al usuario. 	<ul style="list-style-type: none"> -Las sub estaciones ya cumplieron año de vida de servicio -Desinterés de autoridades -La falta de interés de las autoridades por las gestiones anteriores que hasta ahora continua. -Falta de mantenimiento las dos líneas -La dificultad de los postes en mal estado y por la antigüedad 	<ul style="list-style-type: none"> -Los cortes, apagones y tarifas muy elevadas. -Pérdida económica hacia el pueblo -Perdidas económicas en el pueblo, y equipos de medio de comunicación, emisoras y otras -El fluido eléctrico mejora la condición de vida y así podemos avanzar en los trabajos -Las restricciones en los servicios instituciones educativas
Presidentes Comunales	<ul style="list-style-type: none"> -Servicio deficiente de energía eléctrica, -mano calificado para una obra -Las conexiones indebidas que malogran las actividades que ejecutan. -Contar con los recursos necesarios. 	<ul style="list-style-type: none"> -Falta de mantenimiento de la empresa concesionaria -No da un buen servicio -Son lugares muy alejados. -Las dificultades de energía eléctrica. -Limitada disponibilidad de energía eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> -Pésimo servicio de eléctrica -Nos quedamos sin energía, además pone en peligro de nuestras vidas -Servicio insuficiencia de energía eléctrica -El daño de computadoras u otros de las instituciones educativas -No contamos con el alumbrado público adecuado.
Pobladores	<ul style="list-style-type: none"> -Las localidades son dispersas y no cuentan con la energía eléctrica -No estar bien informados de dichos proyectos. -El no contar con la disponibilidad de la energía. -La deficiencia en el uso de maquinarias 	<ul style="list-style-type: none"> -Elevados costos para la operación y mantenimiento de la energía. -Falta de inversión por parte del estado a nivel distrital acusan -La falta de comunicación por la electrificación. 	<ul style="list-style-type: none"> -Pérdida de los equipos de artefactos eléctricos del población, instituciones educativas y establecimientos de salud a nivel de distrito acusan -Bajo desarrollo productivo y comercial de la localidad.

	<p>por la falta de energía.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Los apagones constantes ocasiona deficiencia en la educación y salud -Un servicio pésimo -no queremos apagones o cortes porque es un perjudicial para nuestro pueblo -No cuentan con luz eléctrica y agua potable 	<ul style="list-style-type: none"> -No contar suficientemente con la energía. -La falta de economía para las instalaciones eléctricas. Mejorar la educación, salud. -Falta de organización en las comunidades. -cortes diarios -No llega la red eléctrica, no está organizado mi localidad, 	<ul style="list-style-type: none"> -Bajo desarrollo productivo y comercial de la localidad. -Constante robo por la falta de luz. -Genera el desarrollo y mejora la economía. -El no estar informado adecuadamente sobre los proyectos -Retraso en economía, no acceder a medios de comunicación, la red no llega a las casas.
<p>Tenientes Gobernadores</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Apagones permanentes cortes por trueno -Muchos apagones -Cortes constantes -Plagas que afectan el sembrado -Apagones día a día -Apagones constantes -Apagón dela luz constante - Apagones permanentes tenemos recursos hídricos - Mucho apagón - Por no cambiar los postes y cables 	<ul style="list-style-type: none"> -Apagones por causa de mantenimiento -Insuficiente de energía en nuestra población -Los apagones causan problemas económicos -Baja calidad de energía eléctrica -Insuficiente de energía eléctrica -Pararrayos mal instalados -Apagones diariamente -Por corte de energía diario -Mala planificación de instalación anterior -Aumento de fallas diarias -Falla eléctrica constante 	<ul style="list-style-type: none"> -Daño a los artefactos eléctricos en la población -Incendio por corte circuito -Pérdida de nuestros artefactos eléctricos -No ay un buen servicio de fluidos eléctricos -Que haya una calidad de vida en la población -Corte de energía en la población -Aumenta la pobreza -Se quemó mi radio -Se quema focos a diario -Baja calidad de vida -Malogra artefactos domésticos
<p>Regidores</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Por no contar con la luz eléctrica no puedo mantenerme informado de lo que sucede. - Muchos apagones -Falta de ampliación de línea. 	<ul style="list-style-type: none"> -Por la mala gestión de la autoridad -Falta de inversión por parte del estado a nivel distrital acusan -La falta de organización 	<ul style="list-style-type: none"> -Nos quedamos sin energía, además pone en peligro de nuestras vidas -No permiten el desarrollo de la población

	<ul style="list-style-type: none"> -Daños y perjuicios -Servicio deficiente de energía eléctrica -Problemas para la promoción de las micro y pequeñas empresas -Servicio deficiente de energía eléctrica 	<ul style="list-style-type: none"> -un pésimo servicio -Por la mala gestión de la autoridad -Genera un conflicto 	<ul style="list-style-type: none"> -Perdidas económicas y retraso al crecimiento -La deficiencia en la educación.
Otros	<ul style="list-style-type: none"> -Problemas para la promoción de las micro y pequeñas empresas -ampliación de Alumbrado público en jirón axicucho (quinta cuadra) -Apagones constantes por causa de nevadas y rayos -Constantes cortes y apagones -Tenemos constantes apagones -Tervicio deficiente de energía eléctrica -Apagones permanentes tenemos recursos hídricos 	<ul style="list-style-type: none"> --Pago puntual y me dan un mal servicio -Renovación total del tendido de redes primarios -Una pérdida de artefactos eléctricos y una educación extremo -Falta de mantenimiento de estructuras de medio tención -Artefactos malogrados y perdidas económicas -No ceder los terrenos para la alineación -Falta de mantenimiento de la empresa concesionaria 	<ul style="list-style-type: none"> -Apagones constantes perjudica nuestros trabajos de crecimiento -Deficiencia de progreso del pueblo -Nuestro Mini central podría ser mucho mejor que las líneas -Daños materiales y amonestaciones -Los cortes, apagones y tarifas muy elevadas.

Elaboración: Propia

ANEXO N° 11: Planos

- Plano trazo de ruta de líneas y redes primarias
- Plano Diagrama trefilar
- Plano Diagrama unifilar implementación de un nuevo transformador de potencia

PLANOS

**UBIC-TR-1/4; PLANO TRAZO DE RUTA DE LINEAS Y REDES
PRIMARIAS**

**UBIC-TR-2/2; PLANO TRAZO DE RUTA DE LINEAS Y REDES
PRIMARIAS**

O1-DT-1/1; DIAGRAMA TRIFILAR

DIAGRAMA UNIFILAR