

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA ESCUELA
PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TÍTULO:
“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
RURAL ABANCAY II ETAPA ”

PARA OBTENER EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA

AUTORES:
BACH. BRAVO DIPAS BERLY ANDRES
BACH. JUAREZ FLORES GIOVANA
BACH. QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

ASESOR: ING. ERNESTO RAMOS TORRES

CALLAO – 2018

PERU

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica



TITULO: " OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL
ABANCAY II ETAPA"

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA

Autor(es):

**BACH. BRAVO DIPAS BERLY ANDRES
BACH. JUAREZ FLORES GIOVANA
BACH. QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO**

Dr. Ing. Grados Gamarra, Juan H.

Presidente

Mg. Ing. Santos Mejía, Cesar A.

Secretario

Ing. Sánchez Huapaya, Pedro A.

Vocal

Dr. Ing. Damas Niño, Marcelo

Suplente

Callao, 2018 PERU

Dedicamos este trabajo a la memoria de todas las personas que confían que en nuestro país también se hace ciencia, aún en tiempos adversos.

Los Autores.

AGRADECIMIENTO:

En primer lugar, damos gracias a Dios nuestro creador, por Darnos salud, posibilidades de realización y una gran familia.

A mi alma mater la Universidad Nacional del Callao, especialmente a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, a mis profesores por la enseñanza y experiencia que me impartieron.

Mi agradecimiento especial a Asesor y Profesor Ingeniero Ernesto Ramos Torres, por la guía soporte y forma creativa de exponer ideas durante el desarrollo de la Tesis.

A nuestros padres con su orientación sin igual, a nuestras parejas e hijos por ser nuestra inspiración, los cuales nos dieron la luz para la culminación de esta tesis.

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

INDICE

	Pág.
RESUMEN	8
ABSTRACT	9
I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	10
1.1 Determinación del problema	10
1.2 Formulación del problema (Problema General y Sub problema)	10
1.3 Objetivos de la Investigación (Objetivo General y Objetivo Específico)	15
1.4 Justificación (Legal, teórica, tecnológica, económica, social, practica)	16
1.5 Cuadros comparativos de alternativas	23
II MARCO TEORICO	55
2.1 Antecedentes del estudio	55
2.2 Marco teórico Glosario de Términos	57
III VARIABLES E HIPOTESIS	105
3.1 Definición de las variables	105
3.2 Operacionalización de variables	105
3.3 Hipótesis general e hipótesis específicas	106
IV METODOLOGIA	107
4.1 Tipo de investigación	107
4.2 Diseño de la investigación	107
4.3 Población y muestra	108
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	113
4.5 Plan de análisis estadísticos de datos	114
V RESULTADOS	115
VI DISCUSION DE RESULTADOS	116

a.	Contrastación de la Hipótesis con los Resultados.	116
VII	CONCLUSIONES	117
VIII	RECOMENDACIONES	119
IX	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	120
X	ANEXOS	121
	A. Matriz de consistencia	122
	B. Planos y esquemas generales	123

RESUMEN

En la actualidad la gran parte de la población de zonas rurales o los departamentos del Perú, carece de acceso a la energía eléctrica esta realidad afecta a principales comunidades rurales en países en desarrollo como en nuestro país.

El sector público liderado en este caso, por el Ministerio de energía y minas y el órgano supervisor Osinergmin viene promoviendo no necesariamente incrementos en el uso de energías, dando un significado en el ahorro de energía y sustitución entre las fuentes renovables, tanto por su impacto directo en los niveles de vida de los pobladores rurales y en la sensibilización con el medio ambiente, como por su contribución a la generación de actividades adecuadas.

El concepto de energización rural debe ser asociado al concepto de uso racional de la energía, por lo cual la energización rural no necesariamente implica incrementos en el uso de energéticos, sino que puede significar ahorros de energía y sustitución entre fuentes.

La expansión del sistema eléctrico nacional en las zonas rurales de nuestro país es uno de los problemas más importantes a los que se enfrenta la inversión pública. Una buena planificación requiere resolver un problema difícil y con varias soluciones. Se ha prestado considerable atención a encontrar soluciones algorítmicas robustas para este tipo de problemas y a su aplicación a la industria de energía eléctrica. La motivación de considerar enfoques heurísticos para resolver el problema viene de la posibilidad de introducir funciones objetivo-complicadas para el mejor balance posible entre los costos de inversión de la red, costos de pérdidas, y costos de fiabilidad. Es importante tratar apropiadamente la planificación de expansión del sistema de distribución para encontrar el balance económico entre los costes de inversión y los costos de fiabilidad por penalización, establecidos como compensaciones por interrupciones y de energía no suministrada.

ABSTRACT

At present the great part of the population of rural areas or the departments of Peru, lack of access to electric power, this reality affects the main rural communities in developing countries like in our country.

The public sector led in this case, by the Ministry of energy and mines and the supervisory body Osinergmin has been promoting not necessarily increases in the use of energy, giving a meaning in energy saving and substitution between renewable sources, both for its impact direct in the living standards of the rural inhabitants and in the sensitization with the environment, as for its contribution to the generation of suitable activities.

The concept of rural energization must be associated with the concept of rational use of energy, so that rural energization does not necessarily mean increases in the use of energy, but can mean energy savings and substitution between sources.

The expansion of the national electricity system in rural areas of our country is one of the most important problems facing public investment. Good planning requires solving a difficult problem and with several solutions. Considerable attention has been given to finding robust algorithmic solutions for this type of problem and its application to the electric power industry. The motivation to consider heuristic approaches to solve the problem comes from the possibility of introducing complicated objective functions for the best possible balance between the investment costs of the network, costs of losses, and reliability costs. It is important to appropriately deal with the expansion planning of the distribution system in order to find the economic balance between the investment costs and the reliability costs for penalization, established as compensation for interruptions and for energy not supplied.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DETERMINACION DEL PROBLEMA

Actualmente las localidades conforman el denominado "Optimización del Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa" no cuentan con fluido eléctrico, relegando a los pobladores de este sector a no estar actualizado con las tecnologías que mejoren el sector, social-económico- agrícola, por lo que las 27 localidades que conforman el sistema eléctrico ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas, pertenecientes al departamento de Apurímac, a través de la presente tesis elaborado por BRAVO DIPAS BERLY ANDRES, JUAREZ FLORES GIOVANA y QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO, contarán con energía eléctrica permanente y confiable las 24 horas del día a 995 usuarios y a una población de 4 300 habitantes.

1.2 FORMULACION DEL PROBLEMA

1.2.1 Problema General.

¿En qué medida la falta de un sistema eléctrico optimizado afecta el desarrollo Rural de las 27 localidades que conforman el sistema eléctrico ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas?

1.2.2 Problema Específico.

¿En qué medida la falta de una comparación técnica económica afecta la mejor toma de decisión para la electrificación de la zona Rural de las 27 localidades que conforman el sistema eléctrico ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas?

1.2.2.1 Relación de localidades beneficiadas.

A continuación, se muestra la relación de localidades beneficiadas.

Cuadro N° 1.1 Localidades beneficiadas de la Obra

Ítem	N° Localidad	Localidad	Distrito	Provincia	Máxima Demanda (kW)	N° usuarios actual
1	1	Asillo Alta	Abancay	Abancay	6.88	46
2	2	Asillo Baja	Abancay	Abancay	4.57	22
3	3	Atumpata Alta	Abancay	Abancay	7.62	36
4	4	Ayaorcco	Abancay	Abancay	6.30	27
5	5	Aymas Alto	Abancay	Abancay	5.23	40
6	6	Castillo Pata	Abancay	Abancay	3.89	18
7	7	Chacabamba	Abancay	Abancay	4.16	20
8	8	Condado	Abancay	Abancay	4.64	37
9	10	Huarmipampa	Abancay	Abancay	2.63	16
10	11	Humaccata	Abancay	Abancay	12.97	63
11	13	Imponeda	Abancay	Abancay	3.55	22
12	14	Imponeda Baja	Abancay	Abancay	1.66	8
13	16	Llañucancha Alta	Abancay	Abancay	4.14	24
14	17	Llañucancha Baja	Abancay	Abancay	8.83	49
15	19	Molinopata Baja	Abancay	Abancay	26.95	142
16	20	Moyoc Corral Baja	Abancay	Abancay	16.51	86
17	21	Pachachaca Baja	Abancay	Abancay	11.74	53
18	23	Puruchacca	Abancay	Abancay	1.98	9
19	26	Ranrayoc	Abancay	Abancay	4.26	22
20	28	San Gabriel	Abancay	Abancay	4.02	30
21	30	Trujipata	Abancay	Abancay	15.47	77
22	34	Cruzpata	Huancarama	Andahuaylas	4.10	23

23	40	Pariapucara	Huancarama	Andahuaylas	3.86	27
24	45	Ochuyllulu	Kishuara	Andahuaylas	4.14	24
25	46	Oyocchuacho	Kishuara	Andahuaylas	3.76	17
26	50	Ccochapata	Pacobamba	Andahuaylas	4.29	25
27	56	Pantillay	Abancay	Abancay	4.28	32
					182.43	995

Fuente: Propia

1.2.2.2 Ubicación

1.2.2.3 Ubicación Política

El área de influencia se encuentra ubicado en las provincias de Abancay y Aymaraes, del departamento de Apurímac, entre las coordenadas WGS84 UTM 18L 693 559 8 513 614; 18L 728 865 8 489 530; 18L 723 904 , 8 479 571 y 18L 695 901 8 485 685; encontrándose dentro de los cuadrángulos: hojas 27P – Pacaypata; 28P – Andahuaylas ; 28Q - Abancay de las cartas del Instituto Geográfico Nacional – IGN. Las 27 localidades estudiadas que comprenden la presente tesis se ubican en altitudes desde los 2378 m.s.n.m. hasta los 4400 m.s.n.m.

1.2.2.4 Antecedentes

La Ley N° 28749, "Ley General de Electrificación Rural", en su artículo 5to., precisa que el Ministerio de Energía y Minas (MEM), a través de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), es competente en materia de electrificación rural, y tiene el compromiso de ampliar la frontera eléctrica en el ámbito nacional, permitiendo el acceso de esta fuente de energía a los centros poblados del interior del país, como un medio para contribuir al desarrollo socio económico, mitigar la pobreza, mejorar su calidad de vida y desincentivar la migración del campo a la ciudad,

mediante la implementación de proyectos de electrificación rural con tecnologías y programas de acción destinados a identificar, evitar, prevenir, mitigar o compensar los impactos culturales, sociales y ambientales que estos pudieran ocasionar.

El proyecto de investigación, “Optimización del Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa” se ha desarrollado bajo los lineamientos de electrificación rural desarrollados por la DGER, el cual deberá incluirse o formar parte del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), enmarcándose en el proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del Perú. Los PIP están sujetos a una evaluación técnico-económica a fin de identificar su rentabilidad social y su sostenibilidad administrativa, operativa y financiera a largo plazo

Por otro lado, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas (DGAAE/MEM) o las Direcciones Regionales de Energía y Minas autorizadas, tienen la misión de proponer la política y las normas técnicas legales para conservación y protección del medio ambiente por las actividades relacionadas con los hidrocarburos y la electricidad, en el marco de un desarrollo sostenible de las actividades energéticas y de la necesidad de cobertura de energía a nivel nacional. Las Direcciones Regionales de Energía y Minas, conjuntamente con el Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA), también tiene la misión de evaluar y aprobar los Estudios Ambientales de los proyectos de electrificación rural energéticos que se presenten al Ministerio de Energía y Minas, debiendo comprenderse que actualmente no existen redes eléctricas y la ejecución e instalación del sistema eléctrico tendrá como resultado final la cobertura energética del sector, contribuyendo a impactos ambientales positivos.

Asimismo, el Instituto Nacional de Cultura (INC) es uno de los órganos competentes del Estado encargado de registrar, declarar y proteger el Patrimonio Cultural de la Nación dentro de los ámbitos de su competencia, para lo cual la Ley General de Patrimonio Arqueológico considera que la ejecución de obras públicas o privadas requieren autorización previa del INC, sobre la base de procedimientos definidos en normas y reglamentos dictados por esta entidad pública, indicando en este punto la inexistencia de restos arqueológicos dentro del área en estudio.

Declaración de Impacto Ambiental y Estudios Arqueológicos, no forman parte del presente expediente técnico.

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

1.3.1 Objetivo General:

El objetivo de la presente tesis denominado "Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa" es la de dotar de energía eléctrica a 27 localidades ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas, pertenecientes al departamento de Apurímac, proporcionando energía eléctrica permanente y confiable las 24 horas del día a 995 usuarios y a una población de 4 300 habitantes.

1.3.2 Objetivo Específico:

El presente estudio, tiene como objetivo específico crear un instrumento de comparación técnico-económico, debido a la variedad de fuentes de energía, con los que se puede electrificar al "Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa, cumpliendo de esta manera con los requerimientos del Reglamento en las Actividades Eléctricas y demás normas vigentes aplicables

1.4 JUSTIFICACION

1.4.1 Justificación Legal

En este capítulo se precisa la Justificación legal mediante NORMAS Y REGLAMENTOS a ser aplicadas en el Sector Eléctrico Rural, mencionando en forma detallada las principales disposiciones emitidas por el Ministerio de Energía y Minas, Osinerming, concesionaria eléctrica del sector, protección ambiental aplicables al sector rural.

ELECTRO SUR ESTE S.A.A. es la empresa concesionaria de la distribución y comercialización de energía eléctrica en los Departamentos de Cusco, Apurímac y Madre de Dios; y tiene al área de Apurímac como Gerencia Subregional Apurímac la misma que integra a los sistemas eléctricos Abancay, Abancay Rural y Andahuaylas, sistemas eléctricos interconectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Según Decreto Supremo N° 026-2007-EM, así como de la Ley del marco de modernización de la gestión del estado, se ha creado la Dirección General de Electrificación Rural (DGER), como la fusión del Proyecto de Mejoramiento de la Electrificación Rural mediante la Aplicación de Fondos Concursales (FONER) y la Dirección Ejecutiva de Proyectos (DEP) del Ministerio de Energía y Minas. La DGER inicia sus actividades a partir de enero del 2008 y es la entidad encargada de coordinar con los gobiernos regionales y locales, empresas concesionarias de distribución eléctrica y electrificación rural y demás entidades y programas del gobierno nacional relacionadas con la ejecución de obras, su administración, operación o mantenimiento, así como fue encargado de elaborar el Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER.

Normas aplicables

Para el desarrollo, seguimiento y dirección del proyecto se considera la aplicación de las prescripciones vigentes de la siguiente regulación principal:

Regulación General

- Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural.
- Decreto Supremo N° 025-2007-EM – Reglamento de la Ley N° 28749 – Ley General de Electrificación Rural.
- Ley N° 27293 – Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 102-2007-EF – Reglamento del Sistema Nacional de Inversión Pública.
- Resolución Directoral N° 004-2007-EF/68.01 – Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública.
- Decreto Supremo N° 083-2004-PCM, T.U.O. de la Ley N° 26850, Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado.
- Decreto Supremo N° 084-2004-PCM, Reglamento de la Ley N° 26850.
- Resolución Ministerial N° 366-2001-EM/VME – Código Nacional de Electricidad Suministro 2001

Regulación Específica.

Comprende de Normas Específicas aprobadas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas para los proyectos de electrificación rural.

Normas de Redes Secundarias

RD025-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EL SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS DE REDES SECUNDARIAS

RD020-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MONTAJE PARA REDES SECUNDARIAS

RD023-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS DE SOPORTES NORMALIZADOS PARA REDES SECUNDARIAS

Normas de Ingeniería

RD031-2003-EM/DGE BASES PARA EL DISEÑO DE RS

RD030-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA ESTUDIOS DE TOPOGRAFIA

RD029-2003-EM/DGE ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA LA ELABORACION DE ESTUDIOS DE GEOLOGIA y GEOTECNIA DE ELECTRODUCTOS

RD 017-2003-EM/DGE ALUMBRADO DE VIAS PÚBLICAS EN AREAS RURALES

1.4.2 Justificación Teórica

La ubicación de las localidades, conformantes del presente trabajo, obliga a tener el conocimiento teórico para justificar las metodologías utilizadas, así como el equipamiento que sugerimos en todo el proceso del análisis y conclusiones para las localidades rurales.

1.4.3 Justificación Tecnológica

La presente justificación se puede observar al considerar, para el suministro de energía a las 27 localidades mediante la "Optimización del Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa", las siguientes alternativas:

- Suministro mediante instalación de Paneles Solares
- Suministro mediante sistema de recursos hídricos o sistema de Línea Primaria, Red Primaria, Red de Baja Tensión y Acometidas Domiciliarias, con las Subestaciones indicadas en el cuadro N° 1.2:

ITEM	Nº Loc	Localidad	Distrito	Provincia	5kV A 22.9 kV	10kV A 22.9 kV	15kV A 22.9 kV
1	1	Asillo Alta	Abancay	Abancay		1	
2	2	Asillo Baja	Abancay	Abancay	1		
3	3	Atumpata Alta	Abancay	Abancay		1	
4	4	Ayaorcco	Abancay	Abancay			1
5	5	Aymas Alto	Abancay	Abancay		1	
6	6	Castillo Pata	Abancay	Abancay	1		
7	7	Chacabamba	Abancay	Abancay	1		
8	8	Condado	Abancay	Abancay	1		
9	10	Huarmipampa	Abancay	Abancay	1		
10	11	Humaccata	Abancay	Abancay			
11	13	Imponeda	Abancay	Abancay	1		
12	14	Imponeda Baja	Abancay	Abancay	1		
13	16	Llañucancha Alta	Abancay	Abancay	13.2 kV 1		
14	17	Llañucancha Baja	Abancay	Abancay		13.2 kV 1	
15	19	Molinopata Baja	Abancay	Abancay	2		2
16	20	Moyoc Corral Baja	Abancay	Abancay		1	1
17	21	Pachachaca	Abancay	Abancay	13.2 kV 1	13.2 kV 1	
18	23	Puruchacca	Abancay	Abancay	1		
19	26	Ranrayoc	Abancay	Abancay	1		
20	28	San Gabriel	Abancay	Abancay	1		
21	30	Trujipata	Abancay	Abancay	2	1	
22	34	Cruzpata	Huancarama	Andahuaylas	13.2 kV 1		
23	40	Pariapucara	Huancarama	Andahuaylas	1		

24	45	Ochuyululu	Kishuara	Andahuaylas	1		
25	46	Oyocchuacho	Kishuara	Andahuaylas	13.2 kV 1		
26	50	Ccochapata	Pacobamb a	Andahuaylas	13.2 kV 1		
27	56	Pantillay	Abancay	Abancay			
					21	7	4

Fuente: Propia

Cuadro N° 1.2: Distribución de transformadores por localidades

Totales de transformadores Instalados

De 5 kVA - 22.9 kV 16 unidades

De 5 kVA - 13.2 kV 05 unidades

De 10 kVA - 22.9 kV 05 unidades

De 10 kVA - 13.2 kV 02 unidades

De 15 kVA - 22.9 kV 04 unidades

Total 32 unidades

1.4.4 Justificación Económica

Los pobladores que conforman el denominado **“Optimización del Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa”**, encontraron el apoyo económico ante el Ministerio de Energía y Minas, el cual requiere conocer la inversión de los trabajos a ejecutar, para lo cual en la presente tesis se realizó planos, cálculos, metrado y valorización y la sostenibilidad de la inversión. **Al termino del presente capítulo se puede observar el análisis económico de la inversión.**

1.4.5 Justificación Social

Se caracterizó el Medio Social del Área de Influencia del Proyecto con el objeto de contar con fluido eléctrico, para lo cual se determinó una demanda eléctrica por suministro, por localidad y el total de la demanda, en función al acceso, altura sobre el nivel del mar, producción y otros, de tal manera que sirva como una base de información social para la implementación de equipos eléctricos hasta el medidor del usuario

1.4.6 Justificación Práctica

Nuestra experiencia en proyectos de transmisión y Distribución, ha permitido la ejecución del presente trabajo, aplicando las normas y reglamentos en Transmisión o distribución de energía eléctrica, tomando primero a empresas normativas como el caso del Ministerio de Energía y Minas donde las normas y reglamentos, se han aplicado para cada uno de los componentes del suministro de energía eléctrica, seguidamente el conocimiento práctico de las empresas eléctricas como los concesionarios del sector eléctrico con el bagaje de experiencia técnica, los cuales son parte de la solución a la falta de energía eléctrica, en vista de la obligación por ser el concesionario al amparo de la Ley 28832 y sus modificatorias.

1.5 CUADROS COMPARATIVOS DE ALTERNATIVAS (Fuente: Propia)

- Cuadro 2.1 Datos generales
- Cuadro 2.2 Ficha de indicadores de inversión
- Cuadro 2.3 Ficha de indicadores de inversión, abonados, VAN
- Cuadro 2.4 Formato 1 – Cuadro de Alternativas seleccionadas
- Cuadro 2.5 Formato 2 – Análisis de la Demanda Eléctrica del Sistema
- Cuadro 2.6 Formato 3 – Análisis de la Oferta del Sistema Eléctrico Rural
- Cuadro 2.7 Formato 4 – Costos incrementales de Alternativa 1 a precios privados
- Cuadro 2.8 Formato 5 – Costos incrementales de Alternativa 1 a precios sociales
- Cuadro 2.9 Formato 5A – Costos incrementales de Alternativa 2 a precios privados
- Cuadro 2.10 Formato 5B – Costos incrementales de Alternativa 2 a precios sociales
- Cuadro 2.11 Formato 6 – Beneficios incrementales de Alternativa 1
- Cuadro 2.12 Formato 6A – Beneficios incrementales de Alternativa 1 a precios sociales
- Cuadro 2.13 Formato 6B – Beneficios incrementales de Alternativa 2 a precios privados
- Cuadro 2.14 Formato 6C – Beneficios incrementales de Alternativa 2 a precios sociales
- Cuadro 2.15 Formato 7 – Valor Actual de Beneficios netcs Alternativa 2 a precios sociales
- Cuadro 2.16 Formato 7A – Valor Actual de Beneficios netcs Alternativa 2 a precios sociales
- Cuadro 2.16 Formato 8 – Análisis de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa

- Cuadro 2.17 Formato 9 – Análisis de Sostenibilidad Preliminar de diversas Alternativas
- Cuadro 2.18 Formato 9A – Análisis de Sostenibilidad Alternativa 1
- Cuadro 2.19 Anexo II
- Cuadro 2.20 Anexo III
- Cuadro 2.21 Anexo IV
- Cuadro 2.22 Anexo V
- Cuadro 2.23 Anexo VI
- Cuadro 2.24 - Cálculo del Pago Mensual por Consumo de Energía Eléctrica
- Cuadro 2.25 – Costo Directo de Obra Alternativa 1
- Cuadro 2.26 - Monto de Inversión Alternativa 2
- Cuadro 2.27 - Consolidado de la Demanda y Consumo de Energía de los Poblados Rurales

Nombre del Proyecto	SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA	
Tipo de Cambio	3.2 SI./US \$	
I.G.V.	18%	
Zona del Proyecto	Sierra	Costa
Pliego	SER ABANCAY II ETAPA	Sierra
Empresa		Selva
Sector		
Año 0 de la Evaluación	2,017	
Potencia Nominal de la Fuente 1	7,000 kVA	
Potencia Nominal de la Fuente 2	7,000 kVA	
Demanda actual (2017)	2,170 kW	
Factor de Potencia	0.95	TESISTAS:
Heliofanía	5.5 h.-	BRAVO DIPAS BERLY ANDRES
Porcentaje de O y M inicial	2.50%	JUAREZ FLORES GIOVANA
Porcentaje de O y M final	3%	QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO
Expediente de Servidumbre		
Costo por km con IGV	300 S/.	
Costo por km sin IGV	254 S/.	
fecha:2017		

FICHA DE INDICADORES DE INVERSION

PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

Nombre del Proyecto	SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA
Departamento	Apurimac
Provincia	Abancay-Adahuaylas
Distrito	Abancay, Huancarama, Kishuara
Fecha de aprobación de Estudios Definitivos	-----

Especificaciones

Lineas Primarias: Sistema 3Ø : 22,9/13.2 kV: Longitud 20 km	
Redes Primarias: 3Ø en 22,9 kV. Conductor de AAAC, Postes de concreto	
Redes Secundarias: Sistema 3Ø y 1Ø	
Alumbrado Público: Lámparas de vapor de Na de 50 W	221 Unidades
La potencia de Alumbrado Público para el primer año es igual	18 KW

Población electrificada	4.975	Habitantes
Número de Conexiones:		
Número de Conexiones de BT-Totales	995	Conexiones
Número de Conexiones de MT	0	Localidades

Inversiones

Componentes	US\$ (sin IGV)	Cantidad	Unidad
Intangibles	93.098.7	---	US \$
Central de Generación	---	---	KW
Subestación Alimentación	---	---	kVA
Línea Primaria	163.798.4	9	U
Distancia de Línea Primaria		27.29	km
Red Primaria (1/)	294.893.4	---	km
Subestaciones de Distribución (MT-BT)	-----	408.2	kVA
Red Secundaria con Acometidas Domiciliarias	864.398.2	---	km
Gastos Preoperativos	14.543.7	---	US \$
Costo Total de distribución	1.430.732.6		

Costo Total de Alumbrado Publico	38.186.1	995	Conexiones
----------------------------------	----------	-----	------------

Impuesto General a las Ventas	264.405.4
-------------------------------	-----------

Inversión Total (US\$)	1,733.324.1	5,546,636.99
-------------------------------	--------------------	--------------

Indicadores del Componente

US\$ / KW de Generación	---	US\$ / KW
kVA de Transformación Distribución (MT-BT) / Conexiones en BT	-----	kVA / Conexión
Alumbrado Público	17.7	W/Conexión
US\$ / km Subestacion3Ø (sin IGV)	18,199.8	US\$ / km
US\$ / km Línea Primaria 1Ø - MRT (sin IGV)		US\$ / km
US\$ / Conexión Línea Primaria 3Ø	---	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Línea Primaria 1Ø - MRT	0.0	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Red Primaria (1/)	296.4	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Red Secundaria mas Acometidas	868.7	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Alumbrado Publico	38.4	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Intangibles	93.6	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión Otros Costos(*)	14.6	US\$ / Conexión
US\$ / Conexión (Sin IGV)	1.311.7	US\$ / Conexión

(1/) Incluye subestaciones de distribución (MT/BT)

(*) Incluye Gastos Preoperativos

T.C. = 3.2

I.G.V. = 18%

FICHA DE INDICADORES

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

PROYECTO DE ELECTRIFICACION RURAL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	N° de conexiones totales (al año 1)	995
2	kWh-mes doméstico/conexión	50
3	% de pérdidas de energía	6%
4	kW doméstico/conexión	0.36
5	Factor de Carga	23%
6	Capacidad de SS.EE. (kVA)	408
7	km de líneas primarias	9
8	N° de Módulos fotovoltaicos Para el 1er Año ⁽¹⁾	3,406
9	Inversión del proyecto US\$ (con IGV)	1,733,324
10	US\$/conexión (con IGV) de ALT 1	1,742.03
11	US\$/conexión (con IGV) de ALT 2	4,772.21
12	VAN Privado (US\$)	-1,494,397
13	VAN Social (US\$)	-616,936
14	Año en que empieza a cubrir O&M	2,018

(1) Cada módulo consta de 2 paneles solares.

T.C. = 3.2 , IGV = 18%

FORMATO 1
ALTERNATIVAS PARA
ALCANZAR EL OBJETIVO CENTRAL

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS			
	COMPONENTES	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
1	<ul style="list-style-type: none"> - Líneas Primarias - Redes Primarias - Redes secundarias - Conexiones Domiciliarias 	Implementación del SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA con líneas y redes convencionales	
2	Sistema Fotovoltáico: <ul style="list-style-type: none"> - Panel Solar - Batería - Controlador de carga - Luminaria - Interruptor de un polo - Caja de conexiones 		Implementación del SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA con Módulos Fotovoltaicos

FORMATO 2
ANÁLISIS GENERAL DE LA

DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRÉS JUÁREZ FLORES GIOVANA QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

UNIDADES	AÑOS																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	2036
Año calendario	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	20	2,036
Habitantes electrificados		4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975
Número de lotes electrificados		995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
Número de abonados domésticos		995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
Número de abonados comerciales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Número de abonados uso general		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Número de abonados peq. Industrial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Número de cargas especiales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual por abonado doméstico		600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Consumo anual por abonado comercial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual por abonado uso general		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual por abonado peq. Industrial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual de abonados domésticos		597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000
Consumo anual de abonados comerciales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual de abonados uso general		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual de abonados peq. Industrial		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual de cargas especiales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Consumo anual de alumbrado público		77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263
Consumo total (KWh)		674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263
#VALORI		8%	8%	7%	7%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	10%	10%	10%	10%	10%	11%	11%	11%
Energía Requerida (KWh)		714,822	717,066	719,223	721,342	723,400	725,423	727,429	729,419	731,315	732,863	734,489	736,178	737,869	739,570	741,282	743,008	744,746	746,500	748,279	750,084	760,084
Factor de carga		23%	23%	23%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	23%	23%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%	22%
Potencia Requerida por localidades (KW)		381	383	385	386	388	389	391	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406
Factor de simultaneidad		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Potencia Requerida entre localidades (KW)		381	383	385	386	388	389	391	393	394	395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406
Indicador																						
Potencia al ingreso del sistema abonado		0.36	0.36	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.39	0.39	0.39	0.39

Nota: La metodología utilizada para la proyección del consumo de energía y de la máxima demanda, con base en el estudio de campo realizado en el periodo 1976-1979. La metodología se describe en el estudio de campo del Mercado Local.

FORMATO 3
ANALISIS GENERAL DE LA
OFERTA DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA
TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

Alternativa 1

La oferta de energía disponible en el área de influencia del proyecto del SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA proviene de la que alimenta a los circuitos en 22,9 kV , aliviando la carga de la que alimenta a la ciudad de Abancay . Se tiene prevista también la ampliación de la para que pueda abastecer en forma confiable a los ejes de localidades cercanas, en el Horizonte del Proyecto. Esta ampliación se implementará en el año 2017.

Fuente de Suministro	Potencia Nominal (kVA)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Utilizada (kW)	Potencia de Reserva (kW)
0	7,000	6,650	2,170	4,480
0	7,000	6,650	0	6,650

Alternativa 2

Considerando los niveles de radiación solar en la zona del proyecto y el tamaño de los módulos fotovoltaicos domiciliarios, la oferta mensual de energía por panel abonado es de:

8.25 KWh-mes y **50 Wp**

Dicha oferta de energía es suficiente para satisfacer la demanda de un equipo básico de iluminación, radio y televisión.

FORMATO 5 COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1 A precios sociales																					
TIERRAS: BARRIO OMAK BELY ASPRES - JIRAZ FLORES JOAQUIN - CURUPU ESPINA - BARRIO ANTONIO																					
RUBRO	Factor de Corrección	PERIODO																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A. COSTOS DE INVERSIÓN																					
1. Investigables																					
Estudios	1.00																				
Supervisión	1.00																				
Alcantarales	1.00																				
Pago por servicios	1.00																				
2. Inversión en Activos: Líneas	1.00																				
Aerreas Sumadas de Materiales	0.96																				
Lineas Sumadas de Materiales	0.96																				
Impulsoras	0.97																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas Cualificada)	0.41																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas No Cualificada)	1.00																				
Transmisores	1.00																				
3. Inversión en Activos Pape: Red Primaria	1.00																				
Suministro de Materiales Locales	0.96																				
Suministro de Materiales Importados	0.87																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas Cualificada)	0.41																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas No Cualificada)	1.00																				
4. Inversión A. Fijar Red Secundaria Acopiadas	1.00																				
Suministro de Materiales Locales	0.96																				
Suministro de Materiales Importados	0.87																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas Cualificada)	0.41																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas No Cualificada)	1.00																				
5. Inversión en Activos Pape: Alumbrado Público	1.00																				
Suministro de Materiales Locales	0.96																				
Suministro de Materiales Importados	0.87																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas Cualificada)	0.41																				
Moraje Electromecánico (Mazo de Ocas No Cualificada)	1.00																				
6. Gastos Preoperativos	1.00																				
7. Copias de Trabajo Inicial	1.00																				
8. Valor Residual (1)	0.00																				
Subtotal costos de inversión																					
B. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO																					
1. Corpa de energía	0.85																				
2. Otros costos de operación y mantenimiento	0.85																				
C. TOTAL COSTOS CON PROYECTO																					
O (A + B)																					
D. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO																					
E. TOTAL COSTOS																					
INCREMENTALES																					
TALES (C - D)																					
OBSERVACION:																					
(1) Efecto de depreciación, impuesto a la renta e I.C.V.																					
Definición:																					
Costos de inversión (Directos indirectos)																					
Costos de operación (Directos indirectos)																					
Factor de corrección de la inversión:																					

FORMATO SA																					
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2																					
A precios privados																					
TESISTAS: BRAVO DIPAS BERLY ANDRÉS - JUÁREZ FLORES GIOVANA - QUISEP OSMHA LUIS ANTONIO																					
RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSIÓN																					
1. Intangibles	212,411																				
2. Inversión en Activos Fijos																					
Suministro de materiales																					
Panel Solar con Soporte	6,421,264																				
Controlador de Carga	630,110																				
Batería	833,769																				
Luminaria de campo	738,957																				
Interruptor de un polo	21,866																				
Cable de Conexiones	336,377																				
Montaje electromecánico																					
Mazo de Obra Calificada	324,866																				
Mazo de Olla No Calificada	365,428																				
Transporte	130,859																				
3. Reposiciones			831,769	738,957		633,769		738,957	913,795	630,110		1,672,346			1,672,346	738,957		1,672,346		1,368,667	1,672,346
4. Gastos Preoperativos(*)	207,840																				
5. Capital de Trabajo Inicial																					
6. Imprevistos(**)	100,366																				
7. Valor Residual (*)																					
8. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	1,564,271	0	168,082	132,949	0	168,082	0	132,949	168,082	113,420	0	301,022	0	0	301,022	132,949	0	301,022	0	246,360	301,022
Subtotal costos de inversión	12,876,885	0	1,101,871	871,497	0	1,101,871	0	671,497	1,401,871	743,530	0	1,573,368	0	0	1,573,368	671,497	0	1,573,368	0	1,615,027	1,973,368
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Costos de operación y mantenimiento		122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625	122,625
2. Impuesto a la renta (***)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)	12,876,885	122,625	1,224,496	994,123	122,625	1,224,496	122,625	994,123	1,224,496	866,155	122,625	2,095,994	122,625	122,625	2,095,994	994,123	122,625	2,095,994	122,625	1,737,652	2,095,994
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)	12,876,885	122,625	1,224,496	994,123	122,625	1,224,496	122,625	994,123	1,224,496	866,155	122,625	2,095,994	122,625	122,625	2,095,994	994,123	122,625	2,095,994	122,625	1,737,652	2,095,994
OBSERVACIONES:																					
(*) Se considera el 7% del Monto Total de la Obra																					
(**) Se considera el 1% del Monto Total de la Obra																					
(***) En este análisis se considera que cubriendo la empresa obtiene ganancias (n) se descuenta el Impuesto a la Renta																					
CONSIDERACIONES:																					
Intangibles: estudios complementarios de ingeniería y expedientes técnicos.																					
Inversión en Activos Fijos: Suministro de materiales, montaje electromecánico y transporte.																					
NOTA: Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.																					
Variables Importantes:																					
Valoración Fuente de información:																					
Costos de operación y mantenimiento: DEPHEM																					
Impuesto General a las Ventas I.G.V.: 18%																					

FORMATO 58
 COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2

A precios sociales
 TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JAREZ FLORES GIOVANNA - CUSPE OSPINA LUIS ANTONIO

RUBRO	Factor de Corrección*	PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A) COSTOS DE INVERSIÓN																						
1. Intangibles	1.00	212,411																				
2. Inversión:																						
Inversión en Suministro de Materiales																						
Panel Solar con Soporte	0.96	8,192,025																				
Controlador de Carga	0.96	607,615																				
Batería	0.96	900,453																				
Luminario 0/2mpars	0.96	712,191																				
Interrupción de un polo	0.96	72,071																				
Caja de Conexiones	0.96	324,368																				
Inversión en Montaje Electromecánico																						
Mano de Obra Calificada	0.87	717,130																				
Mano de Obra No Calificada	0.41	144,906																				
Transporte	1.00	130,899																				
3. Reposiciones	0.96		0	900,453	712,191	0	900,453	0	712,191	900,453	607,615	0	1,612,643	0	0	1,612,643	712,191	0	1,612,643	0	1,319,806	1,612,643
4. Gastos Preoperativos	1.00	207,840																				
5. Capital de Trabajo inicial	1.00	0																				
6. Imprevistos	1.00	100,366																				
7. Valor Residual (-)																						
8. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	0.60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal costos de inversión		10,272,293	0	900,453	712,191	0	900,453	0	712,191	900,453	607,615	0	1,612,643	0	0	1,612,643	712,191	0	1,612,643	0	1,319,806	1,612,643
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO																						
1. Costos de operación y mantenimiento	0.85	0	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920	103,920
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		10,272,293	103,920	1,004,372	816,110	103,920	1,004,372	103,920	816,110	1,004,372	711,535	103,920	1,716,563	103,920	103,920	1,716,563	816,110	103,920	1,716,563	103,920	1,423,725	1,716,563
D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES (C - D)		10,272,293	103,920	1,004,372	816,110	103,920	1,004,372	103,920	816,110	1,004,372	711,535	103,920	1,716,563	103,920	103,920	1,716,563	816,110	103,920	1,716,563	103,920	1,423,725	1,716,563
OBSERVACION:																						
(*) Efecto de aranceles, impuesto a la renta e I.G.V.																						
Nota: El factor 0.85 corresponde a la no aplicación del I.G.V. (0.85 = 1/(1+18%))																						

FORMATO 6A
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
 (A precios sociales)

TESISTAS: BRAVO DIPAS BERNY ANDRES - IBEREZ FLORES GIORANA - OLIVERO OSPINA LUIS ANTONIO

	Beneficios Totales																					
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
1. Situación con Proyecto																						
Beneficio incremental distribución		331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628	331,628
Incremento de pago por riego y fertilización		192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568
Beneficio económico otros usos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros beneficios y abatida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub total beneficios económicos		576,177																				
2. Situación sin Proyecto																						
Beneficio económico sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Beneficios Incrementales (1)-(2)																						
Beneficios económicos Incrementales		576,177																				

Variable importantes:	Valor	Fuente de información
Tasa de IGV:	18%	SUNAT
Tipo de cambio (S/US\$):	3.20	SUNAT
Beneficio anual por iluminación:	120.5 US\$ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
Beneficio anual por riego y fertilización:	60.5 US\$ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
Beneficio anual por refrigeración:	0.0 US\$ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
Beneficio anual por otros usos:	0.0 US\$ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
Total beneficio mensual por abonado: dólares	15.1 US\$ abonado	
Total beneficio mensual por abonado: soles	48.3 S/ Abonado	
KWh anuales por iluminación:	87.6 KWh abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
KWh anuales por riego y fertilización:	64.8 KWh abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
KWh anuales por refrigeración:	0.0 KWh abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
KWh anuales otros usos:	0.0 KWh abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. - SETA "Estrategia Integral de Electrificación Rural", 1993.
KWh anuales por abonado	152.4 KWh abonado	

FORMATO 66

BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2

(A precios privados)

TECNISIAS BRAVO DÍAZS RÍRRI Y AÑERRES - JUÁREZ, H. ORRES (BOYANA - QUEMPE OSMINA) LIS ANTONO

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Situación con Proyecto																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427
2. Situación sin Proyecto																					
Ingresos en proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Beneficios Incrementales (1) - (2)																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427

Variables importantes:	Valoración	Fuente de información:
Cuota mensual por abonado (sin IGV):	5.00 US\$	Regulador de servicios fotovoltaicos OSNERG.
Periodo de reposición activos generales:	20 años	Fabricante.
Periodo de reposición de baterías:	3 años	Fabricante.
Periodo de reposición de controladores:	10 años	Fabricante.
Periodo de reposición de luminarias:	4 años	Fabricante.
Periodo de reposición de interruptor de un polo:	20 años	
Periodo de reposición de Caja de Conexiones:	20 años	
Impuesto General a las Ventas (I.G.V.)	18%	
Tasa de Impuesto a la renta	30%	
Tipo de cambio (S/ US\$)	3.20 S/ US\$	

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total cuotas de servicio		225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427	225.427
2. Costos de operación y mantenimiento		-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625	-122.625
3. Depreciación activos generales		-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063	-321.063
4. Depreciación baterías		-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263	-311.263
5. Depreciación controladores		-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011	-63.011
6. Depreciación luminarias		-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639	-184.639
7. Depreciación interruptores		-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144	-1.144
8. Depreciación Caja de Conexiones		-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819	-16.819
9. Utilidad antes de impuestos		-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138
10. Impuestos a la renta		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11. Utilidad después de impuestos		-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138	-795.138

Indicador:																					
Cuota de servicio por cada cuota de servicio del PSE		0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65

FORMATO 6C

BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2

(A precios actuales)

IESASAS, BRAND COPAS DE RY AERBUS - JABEZ2 FLORES SACRYAVAL - CAJUBE OSPINA USANTONIO

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Beneficios Totales																					
1.- Situación con Proyecto																					
Beneficio económico limitación	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628
Valor de pago por costo y limitación	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568
Beneficio por limitación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sin total beneficios económicos	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177	516,177
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficio económico sin Proyecto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio incremental (1) - (2)	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628	343,628
Beneficio incremental por limitación	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568	192,568

Variables importantes:

Valor

Fuente de información

Beneficio anual por limitación: 170 \$ US\$ avanzado
 Beneficio anual por costo y limitación: 60.5 US\$ avanzado
 Beneficio anual por refrigeración: 0.9 US\$ avanzado
 Tasa de costo: 18%
 Tipo de costo (SUS): 3.20 R/ US\$

Trabajo de campo: IMECA Invernadero, Ltd - SETA "Estrategia Integral de Planificación Rural", 1999;
 Trabajo de campo: IMECA Invernadero, Ltd - SETA "Estrategia Integral de Planificación Rural", 1999;
 Trabajo de campo: IMECA Invernadero, Ltd - SETA "Estrategia Integral de Planificación Rural", 1999;
 SUPAI

FORMATO 7
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
(A precios privados)
TESISTAS : BRAVO DIFAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - OUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	0	565,679	565,679	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544	348,544
ALTERNATIVA 2	0	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427	225,427
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	5,546,637	283,326	285,081	286,813	288,535	290,256	291,982	293,715	295,460	297,152	298,856	300,572	302,302	304,045	305,804	307,579	309,369	311,177	313,002	314,844	316,705
ALTERNATIVA 2	12,876,865	122,625	1,224,496	894,123	122,625	1,224,496	122,625	894,123	1,224,496	866,155	122,625	2,095,894	122,625	122,625	2,095,894	894,123	122,625	2,095,894	122,625	1,737,652	2,095,894
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-5,546,637	282,353	280,598	59,731	58,009	56,288	54,562	52,828	51,084	49,332	47,688	45,972	44,243	42,499	40,740	38,966	37,175	35,367	33,542	31,700	29,839
ALTERNATIVA 2	-12,876,865	102,802	-899,069	-768,695	102,802	-899,069	102,802	-768,695	-899,069	-640,728	102,802	-1,870,566	102,802	102,802	-1,870,566	-768,695	102,802	-1,870,566	102,802	-1,512,225	-1,870,566

ALTERNATIVAS	VAH (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-4,782,070	N.A.
ALTERNATIVA 2	-17,150,140	N.A.

N.A.: No aplicable el cálculo de la TIR

FORMATO 7-A
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
 (A precios actuales)
TESISTAS: BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

	Beneficios Netos Totales																				
	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
1.- Beneficios Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	0	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177
ALTERNATIVA 2	0	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177	576,177
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	4,145,784	240,107	241,594	243,062	244,521	245,980	247,442	248,911	250,390	251,824	253,268	254,722	256,188	257,666	259,156	260,660	262,177	263,709	265,256	266,817	268,394
ALTERNATIVA 2	10,272,293	103,920	1,004,372	816,110	103,920	1,004,372	103,920	816,110	1,004,372	711,535	103,920	1,716,563	103,920	103,920	1,716,563	816,110	103,920	1,716,563	103,920	1,423,725	1,716,563
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-4,145,784	336,070	334,582	333,115	331,656	330,187	328,735	327,265	325,787	324,353	322,909	321,455	319,989	318,511	317,021	315,517	313,999	312,467	310,921	309,359	307,782
ALTERNATIVA 2	-10,272,293	472,257	-428,196	-239,934	472,257	-428,196	472,257	-239,934	-428,196	-135,858	472,257	-1,140,386	472,257	472,257	-1,140,386	-239,934	472,257	-1,140,386	472,257	-847,549	-1,140,386

ALTERNATIVAS	VAN (14%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-1,974,195	N.A.
ALTERNATIVA 2	-10,712,411	N.A.

N.A.: No aplicable el cálculo de la TIR

FORMATO 8
ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA
(Alternativa 1)
TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - OUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

1. Institución o entidad se hará cargo de la operación y mantenimiento del proyecto:

Conforme al modelo que se viene utilizando en el proceso de la electrificación rural, la DEP (financia, ejecuta y liquida la obra, seguidamente la transfiere en calidad de Aporte de Capital, según sea el caso a:
 h) ADINELSA, si la obra se encuentra en el ámbito regional de una concesionaria privatizada, quien contrata los servicios de esta concesionaria para la administración de la obra;
 e) a la empresa concesionaria no privatizada, si la obra se encuentra dentro de su ámbito regional, quien se encargará de la administración del servicio, operación, mantenimiento y comercialización.
 Como se puede apreciar, al final quien se encargará de la administración del servicio de las obras serán las empresas concesionarias de distribución privatizadas (contratadas por ADINELSA) y no privatizadas.

Para este caso, según el esquema descrito en el ítem f), administrará la obra

2. Capacidad técnica y logística de los encargados de la operación y mantenimiento. Necesidad de arreglos institucionales y administrativos.

Como se puede apreciar en el numeral anterior, al final serán las empresas concesionarias de distribución las que se encarguen de la administración del servicio de las obras, por ser los entes que administran el servicio de distribución eléctrica del país y cuentan con el respaldo técnico, administrativo, logístico y financiero.

Para este caso, la administración de la obra estará a cargo de la empresa concesionaria a quien le será dado el encargo por ADINELSA vía Contrato de Administración suscrita por ambas entidades.

3. Fuentes para financiar los costos de operación y cómo se distribuirá este financiamiento en cada período:

Los costos de operación y mantenimiento serán cubiertos por ADINELSA, con los ingresos que genere el proyecto por concepto de tarifas.

El proyecto no requiere de aportes del Estado para cubrir sus costos de operación y mantenimiento.

FLUJO DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

COSTOS Y FUENTES	AÑOS																					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	
Compra de energía	154,821	155,338	155,618	156,277	156,723	157,161	157,595	158,027	158,395	158,760	159,125	159,491	159,858	160,226	160,597	160,971	161,348	161,728	162,112	162,500	162,887	163,277
Costos de operación y mantenimiento	128,504	129,744	130,995	132,258	133,533	134,820	136,120	137,433	138,758	140,096	141,447	142,810	144,187	145,578	146,981	148,399	149,829	151,274	152,733	154,205	155,697	157,200
Costo por Derecho de Conesión	219,135	219,135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tarifas o Cuotas	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544	346,544
Cobertura	200%	198%	121%	120%	119%	119%	118%	117%	117%	116%	115%	115%	114%	113%	113%	112%	111%	111%	110%	109%	109%	109%

PARTICIPACION DE LOS BENEFICIARIOS DIRECTOS DEL PROYECTO

4. Participación de Población en el proyecto:

La ejecución de este proyecto se ejecuta en base a la prioridad establecida en el Plan de Electrificación Rural (PER) y también a la gestión de los propios pobladores a través de sus constantes pedidos y coordinaciones efectuadas con la DEP y los compromisos asumidos, como sucede en algunos casos, su en la participación de la elaboración de los estudios respectivos.

No existe aportes de pobladores en forma de cuota inicial o mano de obra para el financiamiento del proyecto.

FORMATO 9
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PRELIMINAR
 (Diversas Alternativas)
 TEGISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

1. Variables Críticas

Alternativa 1

- A) Tasa de crecimiento equivalente de la demanda de energía
- B) Beneficio económico por electrificación
- C) Precio de venta de energía
- D) Costos de inversión
- E) Costos de compra / generación de energía
- F) Costos de operación y mantenimiento

Alternativa 2

- A) Tasa de crecimiento equivalente de la demanda de energía
- B) Beneficio económico por electrificación
- C) Cuotas mensuales
- D) Costos de inversión
- E) Costos de operación y mantenimiento

2. Simulaciones de las variables críticas, señaladas en el punto anterior

ALTERNATIVA 1

A) Tasa de crecimiento equivalente de la demanda de energía

Variaciones porcentuales en la variable 1	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-3,093,979	1,492,410	20.15%	1.77	8.78
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-20%	-3,210,261	1,569,366	20.39%	-1.64	-8.97
-40%	-3,242,921	1,604,346	20.49%	-0.79	-4.53

B) Beneficio económico por electrificación

Variaciones porcentuales en la variable 2	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-3,093,401	2,535,867	25.28%	1.77	12.18
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-20%	-3,060,401	137,982	14.59%	-1.77	-5.35
-40%	-3,090,401	-1,210,960	N.A.	-0.88	-0.97

C) Precio de venta de energía

Variaciones porcentuales en la variable 3	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
15%	-2,723,484	1,486,925	20.10%	2.37	11.69
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-15%	-3,457,318	1,486,925	20.10%	-1.95	-11.69
-30%	-3,824,235	1,486,925	20.10%	-0.67	-5.64

D) Costo de inversión

Variaciones porcentuales en la variable 4	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
10%	-3,985,384	1,057,190	18.01%	2.54	15.38
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-10%	-2,675,438	1,318,850	22.91%	-4.53	-19.71
-20%	-2,140,475	2,346,094	25.87%	-2.76	-10.94

E) Costo de compra / generación de energía

Variaciones porcentuales en la variable 5	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
15%	-3,255,512	1,342,858	19.54%	2.13	11.20
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-15%	-2,925,291	1,830,991	20.66%	-2.59	-12.17
-30%	-2,780,180	1,775,057	21.01%	-1.41	-6.30

F) Costos de operación y mantenimiento

Variaciones porcentuales en la variable 6	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-3,227,340	1,366,032	19.62%	1.63	8.46
0%	-4,782,070	-1,974,195	N.A.		
-20%	-2,953,463	1,607,818	20.59%	-1.91	-9.07
-40%	-2,819,525	1,726,711	21.07%	-1.03	-4.89

ALTERNATIVA 2

A) Tasa de crecimiento equivalente de la demanda de energía

Variaciones porcentuales en la variable 1	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-11,550,919	-6,091,818	N.A.	1.63	2.16
0%	-17,150,140	-10,712,411	N.A.		
-20%	-11,550,919	-6,091,818	N.A.	-1.63	-2.16
-40%	-11,550,919	-6,091,818	N.A.	-0.82	-1.08

B) Beneficio económico por electrificación

Variaciones porcentuales en la variable 2	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-11,550,919	-4,742,673	N.A.	1.63	2.79
0%	-17,150,140	-10,712,411	N.A.		
-20%	-11,550,919	-7,446,758	N.A.	-1.63	-1.53
-40%	-11,550,919	-8,769,701	N.A.	-0.82	-0.45

C) Cuotas mensuales

Variaciones porcentuales en la variable 3	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
15%	-11,168,830	-6,091,818	N.A.	2.33	2.88
0%	-17,150,140	-10,712,411	N.A.		
-15%	-11,933,208	-6,091,818	N.A.	-2.03	-2.88
-30%	-12,315,497	-6,091,818	N.A.	-0.94	-1.44

D) Costo de inversión

Variaciones porcentuales en la variable 4	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
10%	-12,980,370	-7,375,469	N.A.	2.44	3.12
0%	-17,150,140	-10,712,411	N.A.		
-10%	-10,140,968	-4,808,163	N.A.	-4.09	-5.51
-20%	-6,731,017	-3,524,510	N.A.	-2.45	-3.35

E) Costos de operación y mantenimiento

Variaciones porcentuales en la variable 5	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
20%	-11,887,795	-6,213,183	N.A.	1.50	2.10
0%	-17,150,140	-10,712,411	N.A.		
-20%	-11,474,043	-6,970,448	N.A.	-1.67	-2.21
-40%	-11,277,167	-6,849,091	N.A.	-0.86	-1.13

FORMATO 9A
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
(Alternativa 1)

TESISTAS · BRAVO DIPAS BERLY ANDRES · JUAREZ FLORES GIOVANA · QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

Sensibilidad a los Costos de Operación y Mantenimiento

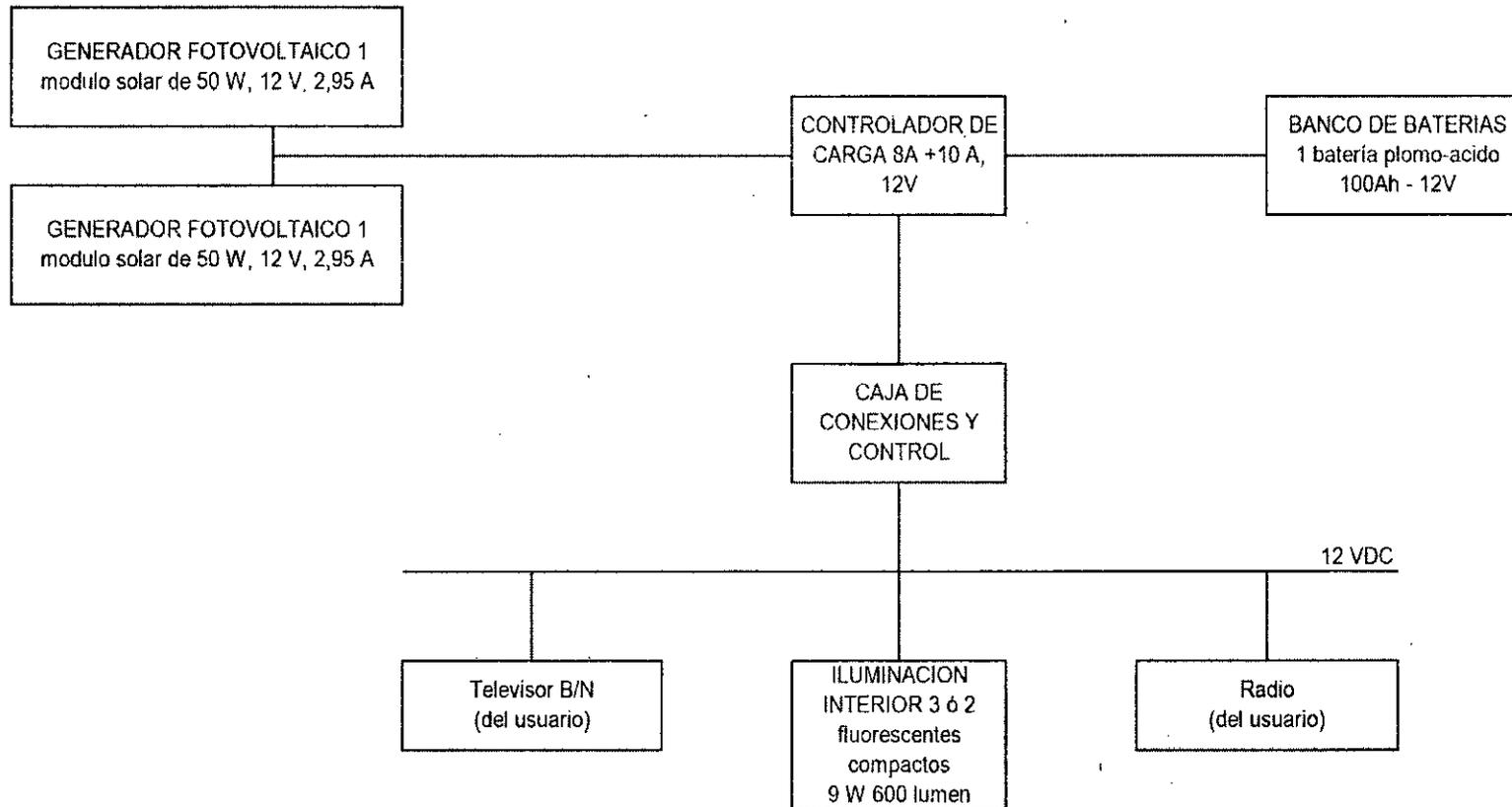
Variación de la Sostenibilidad a la variación de los porcentajes de Costos de Operación y Mantenimiento

Alternativa 1

Año		2,008	2,009	2,010	2,011	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027		
%Oym	1%-1,5%	Cobertura	296%	291%	173%	174%	175%	175%	176%	176%	177%	177%	177%	178%	178%	178%	178%	178%	178%	179%	179%	179%	
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1,5%-2%	Cobertura	265%	262%	156%	157%	159%	160%	161%	162%	163%	163%	164%	164%	165%	165%	166%	166%	167%	167%	167%	168%	168%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2%-2,5%	Cobertura	240%	238%	142%	144%	146%	147%	148%	150%	151%	151%	152%	153%	154%	154%	155%	156%	156%	157%	158%	158%	158%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2,5%-3%	Cobertura	200%	198%	121%	120%	118%	119%	118%	117%	117%	116%	115%	115%	114%	113%	113%	112%	111%	111%	110%	109%	109%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3%-3,5%	Cobertura	202%	201%	121%	123%	125%	127%	128%	130%	131%	132%	133%	135%	136%	137%	137%	138%	139%	140%	141%	142%	142%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3,5%-4%	Cobertura	187%	187%	113%	115%	117%	119%	120%	122%	123%	125%	126%	127%	128%	128%	130%	131%	132%	133%	134%	135%	135%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4%-4,5%	Cobertura	174%	175%	105%	108%	110%	111%	113%	115%	116%	118%	119%	120%	121%	122%	123%	124%	125%	126%	127%	128%	128%
		Aportes del Estado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4,5%-5%	Cobertura	163%	164%	99%	101%	103%	105%	107%	109%	110%	111%	113%	114%	115%	116%	117%	119%	120%	121%	122%	123%	123%
		Aportes del Estado	0	0	3,159	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ANEXOS

ANEXO III ESQUEMA DEL MODULO FOTOVOLTAICO



ANEXO V
ESTRUCTURA DE COSTOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total*
Intangibles**	1	19.5	19.5
Suministro de Materiales			
Panel Solar con Soporte	2	235.7	471.3
Controlador de Carga	1	46.3	46.3
Batería	1	68.5	68.5
Luminaria c/lámpara	3	18.1	54.2
Interruptor de un polo	3	0.6	1.7
Caja de Conexiones	1	24.7	24.7
Montaje Electromecánico			
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	1	86.5	86.5
Transporte	1	9.6	9.6
Gastos Pre-operativos (2%)			15.3
Imprevistos (1%)			7.6
Gastos Generales y Utilidades (25%)			196.4
Costo de un Módulo Fotovoltaico			1001.6

* No incluye IGV.

** Considera la Evaluación de Estudios Complementarios de Ingeniería y el Expediente Técnico.

Fuente: DEP/MEM

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANT

Intangibles (S/.)	62.4
Tipo de cambio	3.2

ANEXO VI
VALOR REFERENCIAL DE ESTUDIOS DE INGENIERIA DEFINITIVA
TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

DESCRIPCION	COSTOS \$/
1 COSTO DIRECTO	
A COSTO DE PERSONAL PROFESIONAL	48,328.75
B COSTOS PARA OBTENCIÓN DEL CIRA	8,504.15
C COSTOS DE TOPOGRAFIA PARA EL DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	16,822.42
D GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DEL ESTUDIO	49,884.21
TOTAL COSTO DIRECTO (C.D.)	121,539.53
2 GASTOS GENERALES Y UTILIDADES	
GASTOS GENERALES	9.00% DE C.D.
UTILIDADES	8.00% DE C.D.
TOTAL SIN IMPUESTOS	142,201.25
3 IMPUESTOS	
IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (19%)	25,596.23
TOTAL COSTO DE LOS ESTUDIOS	167,797.48

ANÁLISIS DE COSTOS DE ESTUDIOS DEFINITIVOS Y DE IMPACTO AMBIENTAL

A COSTO DE PERSONAL						
A1 COSTO DE PERSONAL PROFESIONAL						
CATEGORIA	PROFESIONALES ASIGNADOS	INCIDENCIA %	PLAZO: 4 MESES		TOTAL HONORARIOS \$/	
			SUELDO Total/mes \$/	TIEMPO EFECTIVO (meses)		
ESTUDIOS ELECTROMECÁNICOS						
A Jefe de Estudios	1	50%	7,700.00	1.0	7,700.00	
B Especialista en Análisis y Diseños de Líneas Eléctricas Rurales	1	100%	6,750.00	1.0	6,750.00	
C Especialista en Trabajos Geológicos, Geotécnicos, Diseño Estructural y de Cimentaciones	1	25%	6,750.00	0.5	3,375.00	
D Especialista en Análisis y Diseños de Redes Secundarias	1	50%	6,750.00	0.5	3,375.00	
E Especialista en Costos y Presupuestos	1	25%	6,750.00	0.5	3,375.00	
F Jefe de Estudios de Impacto Ambiental	1	40%	6,750.00	0.5	3,375.00	
G Biólogo	1	25%	6,750.00	0.5	3,375.00	
H Arqueólogo	1	50%	6,750.00	0.5	3,375.00	
I Sociólogo	1	25%	6,750.00	0.5	3,375.00	
COSTO DE PERSONAL					38,075.00	

A2 COSTO DE PERSONAL AUXILIAR						
DESCRIPCION	PROFESIONALES ASIGNADOS	INCIDENCIA %	SUELDO Total/mes \$/	TIEMPO EFECTIVO (meses)	TOTAL HONORARIOS \$/	
Ingenieros Asistentes para labores de Diseños y trabajos de campo	1	50%	3800.00	0.5	1,900.00	
Secretaria	1	33%	1650.00	1.0	1,650.00	
Dibujantes en AutoCAD	2	50%	2400.00	1.0	4,800.00	
Personal de campo no calificado	5% de A1				1,903.75	
COSTO PERSONAL AUXILIAR					10,253.75	

A COSTO TOTAL DE PERSONAL	\$/ 48,328.75
----------------------------------	----------------------

B COSTOS PARA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE INEXISTENCIA DE RESTOS ARQUEOLÓGICOS (CIRA)				
B1 CIRA PARA 20 km DE LINEAS PRIMARIAS Y 0 CENTROS POBLADOS				
GASTOS DE AUTORIZACION	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO \$/	SUBTOTAL \$/
1 Pago al INC por Autorización de Ejecución de Proyecto de Evaluación Arqueológica sin Excavaciones	Gb	1	1,382.57	1,382.57
				PARCIAL 1,382.57
GASTOS DE SUPERVISION	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO \$/	SUBTOTAL \$/
1 Pago al INC por Supervisión y Excavación de Campo del Proyecto de Evaluación Arqueológica sin Excavaciones	Dias	2	714.29	1,428.58
1 Camioneta, incluye chofer y combustible	Dias	2	315.00	630.00
1 Materiales	%MO	5%	4,117.16	205.85
				PARCIAL 2,264.44
PAGOS PARA EXPEDICIÓN DEL CIRA	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO \$/	SUBTOTAL \$/
1 Pagos al INC por la expedición del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA)	Gb.	1	2,857.14	2,857.14
				PARCIAL 2,857.14
TOTAL				8,504.15

B TOTAL COSTOS DE CERTIFICADOS DE INEXISTENCIA DE RESTOS ARQUEOLÓGICOS	\$/ 8,504.15
---	---------------------

C TRABAJOS TOPOGRÁFICOS PARA EL DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS					
C1 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO PARA EL DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS					
PERSONAL	UNIDAD	APORTE UNITARIO	RENDIMIENTO		
			COSTO - DÍA \$/	2 km/ día SUBTOTAL \$/	
1 Topógrafo especialista en operación de Equipos de Estación Total	H.D.	0.5	160.00	80.00	
2 Asistente	H.D.	1	91.26	91.26	
3 Peones	H.D.	1.5	73.64	110.76	
				PARCIAL 282.02	
EQUIPOS Y ACCESORIOS	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DÍA \$/	SUBTOTAL \$/	
1 Camioneta, incluye chofer	E.D.	0.5	315.00	157.50	
1 Combustible	E.D.	0.5	100.00	50.00	
1 Equipo de Estación Total (EET)	E.D.	0.5	375.00	187.50	
1 Materiales	% PERSONAL	5%	282.02	14.10	
				PARCIAL 409.10	
VÍATICOS Y ALOJAMIENTO	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DÍA \$/	SUBTOTAL \$/	
1 Topógrafo especialista en operación de EET	Día	0.5	50.00	25.00	
5 Asistentes y Peones	Día	2.5	50.00	125.00	
				PARCIAL 150.00	
COSTO POR km DE LINEA DE M.T.					841.12

LONGITUD DE LINEA PRIMARIA	20	km
SUB TOTAL C1		16,822.42

C2 LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO PARA ELABORACION DE PLANOS CATASTRALES (INCLUYE TRABAJOS DE GABINETE)				
PERSONAL	UNIDAD	APORTE UNITARIO	RENDIMIENTO 1 localida	
			COSTO - DIA \$/	SUBTOTAL \$/
1 Topógrafo	H.D.	1	130.00	130.00
2 Asistente	H.D.	2	91.26	182.52
2 Peones	H.D.	2	73.84	147.68
			PARCIAL	460.20
EQUIPOS Y ACCESORIOS	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DIA \$/	SUBTOTAL \$/
0.5 Camioneta, incluye chofer	E.D.	0.5	315.00	157.50
0.5 Combustible	E.D.	0.5	100.00	50.00
1 Teodolito y accesorios	E.D.	1	150.00	150.00
Materiales	% PERSONAL	5%	282.02	23.01
			PARCIAL	380.51
VIATICOS Y ALOJAMIENTO	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DIA \$/	SUBTOTAL \$/
1 Topógrafo especialista en operación de EET	Día	1	50.00	50.00
4 Asistentes y Peones	Día	4	50.00	200.00
			PARCIAL	250.00
COSTO POR km DE LINEA DE M.T.				1,090.71

NÚMERO DE CENTROS POBLADOS	0	Localidades
SUB TOTAL C2		0.00

TOTAL TOPOGRAFIA PARA DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (C1+C2)		16,822.42
--	--	-----------

D - GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS				
D1 VIATICOS Y ALOJAMIENTOS DE PROFESIONALES				
DESCRIPCIÓN	ASIGNACION DIA		NÚMERO DIAS	SUBTOTAL \$/
Aumentación	50		30.00	1,500.00
Alojamiento	50		30.00	1,500.00
			SUBTOTAL D1	3,000.00

D2 VEHICULO, COMBUSTIBLE Y OTROS ASIGNADOS A PROFESIONALES EN CAMPO				
DESCRIPCIÓN	ASIGNACION DIA		NÚMERO DIAS	SUBTOTAL \$/
Alquiler de vehículo 4x4, incluye chofer	315		30.00	9,450.00
Combustible y lubricante	160		30.00	3,000.00
Otros equipos y materiales de campo (2% de A1)				761.50
			SUBTOTAL D2	13,211.50

D3 OTROS GASTOS				
DESCRIPCIÓN	Unidad	Cantidad	Precio Unitario \$/	SUBTOTAL \$/
1 Movilidad y equipos, incluye operador				14,165.00
Movilidad local (1 Unidad)	Global	0.5	2,200.00	1,100.00
Equipo Medición de resistividad de terreno	Global	1	2,550.00	2,550.00
Equipos GPS Navegadores de Alta Precisión	Global	1	815.00	815.00
Equipos GPS Diferencial (para la Línea MT)	Global	1	9,700.00	9,700.00
2 Calicatas, análisis de muestras y otros				2,400.00
Comprende desplazamiento toma de muestras y Análisis en Laboratorio: Capacidad Portante, ángulo de fricción, granulometría, peso volumen, contenido de sales y sulfatos.	Unidad	6	400.00	2,400.00
Construcción y monumentación de hitos de acuerdo a requerimientos de la DEPMEM	Unidad	35	26.00	910.00
3 Pasajes a Lima - Obra - Lima				2,400.00
Viajes vía terrestres	Unidad	16	150.00	2,400.00
4 Documentaciones y Útiles				9,593.00
Bases, notaría, etc.	Global	1	200.00	200.00
Papel para textos	Global	1	2,000.00	2,000.00
Papel para planos	Global	1	2,000.00	2,000.00
Fotocopia de textos, planos y láminas	Global	1	4,000.00	4,000.00
Registros fotográficos digitalizado e impreso	Global	1	250.00	250.00
Cartas IGN 1/100 000 (incluye juego de copias)	Global	1	300.00	300.00
Cartas IGN 1/25 000 (incluye juego de copias)	Global	1	300.00	300.00
Otros útiles (6% Documentos y Útiles)	%	6%	9,050.00	543.00
5 Aprobación de Estudios de Impacto Ambiental				101.25
Gastos administrativos por participación hasta la aprobación de EIA	% Personal EIA	3%	3,375.00	101.25
Pagos TUPA para aprobación del EIA ante la DGAAEMEM e INRENA	Global	0	0.00	0.00
6 Costos Financieros	Global	1	2,500.00	2,500.00
7 Imprevistos	% (1+2+3+4+5+6)	5%	32,069.25	1,603.46
			SUB TOTAL D3	33,672.71

TOTAL GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DEL ESTUDIO		48,894.21
--	--	-----------

CALCULO DEL PAGO MENSUAL POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Para el Sistema SER ABANCAY II ETAPA, Típico

Tarifa	0.4402 soles/KW-h	0.1376 US \$/KW-h
Consumo*	50 KW/h-mes	
Cargo Fijo	2.17 soles/mes	0.68 US\$/mes
Facturación CEA	22.01 soles/mes	6.88 US\$/mes
Cargo por Reposición y Mantenimiento**	0.61 soles/mes	0.19 US\$/mes
Alumbrado Público***	2.20 soles-mes	0.69 US\$/mes
Tasa IGV	18%	
Tipo de Cambio	3.20 soles/US \$	
Pago Mensual Sin IGV	26.99 soles/mes	8.43 US\$/mes
Pago IGV	4.86 soles/mes	1.52 US\$/mes
Pago Mensual Con IGV	31.85 soles/mes	9.95 US\$/mes

* Promedio de consumo durante el primer año.

** Cargo correspondiente al sistema correspondiente del proyecto evaluado

*** La Facturación de Alumbrado Público representa el 10% de la Facturación del Cargo por Energía Activa(CEA).

COSTO DIRECTO DE OBRA

ALTERNATIVA 1: INSTALACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES - JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA LUIS ANTONIO

DESCRIPCION	LINEAS PRIMARIAS	REDES PRIMARIAS	REDES SECUNDARIAS (*)	TOTAL
SUMINISTRO LOCAL	126,847.81	77,028.66	310,542.85	514,419.32
SUMINISTRO IMPORTADO	602,532.66	297,786.50	207,594.25	1,107,913.41
MONTAJE ELECTROMECHANICO	571,984.70	144,550.86	245,499.30	962,034.86
TRANSPORTE	91,095.56	36,355.62	53,454.55	180,905.73
COSTO DIRECTO	1,392,460.72	555,721.65	817,090.95	2,765,273.32
GASTOS GENERALES (15% CD)	208,869.11	83,358.25	122,563.64	414,791.00
UTILIDADES (10% CD)	139,246.07	55,572.16	81,709.10	276,527.33
SUB TOTAL	1,740,575.90	694,652.06	1,021,363.69	3,456,591.65
I.G.V.	313,303.66	125,037.37	183,845.46	622,186.50
TOTAL	2,053,879.57	819,689.43	1,205,209.15	4,078,778.15

(*) Incluye Conexiones Domiciliarias

Tipo de Cambio (Soles/ US\$): 3.2

I.G.V. 18%

MONTO DE INVERSIÓN TOTAL

ALTERNATIVA 1: INSTALACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

Descripción	Montos
Intangibles	297,916.0
Costo Directo de Obra	3,456,591.7
Otros Costos (*)	46,540.0
Inversión Total (S/.) (Sin I.G.V.)	3,801,047.6
Inversión Total (S/.) (Con I.G.V.)	4,485,236.2
Inversión Total (US\$) (Sin I.G.V.)	1,187,827.4
Inversión Total (US\$) (Incluido I.G.V.)	1,401,636.3

(*) El rubro "Otros costos" incluye Gastos Pre-operativos

**MONTO DE INVERSION
ALTERNATIVA 2: MODULO FOTOVOLTAICO**

TESISTAS : BRAVO DIPAS BERLY ANDRES -
JUAREZ FLORES GIOVANA - QUISPE OSPINA
LUIS ANTONIO

Número de Módulos a utilizar: **3,406**

DESCRIPCION	Costo Unitario (US\$)	Total US\$	Total S/.
Intangibles	19.5	66,378	212,411
Suministro de Materiales			
2 Panel Solar con Soporte	471.3	1,605,316	5,137,011
Controlador de Carga	46.3	157,528	504,088
Batería	68.5	233,447	747,031
Luminaria c/ lámpara	54.2	184,639	590,846
Interruptor de un polo	1.7	5,722	18,311
Caja de Conexiones	24.7	84,094	269,101
Montaje Electromecánico			
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	86.5	294,524	942,476
Transporte	9.6	32,725	104,720
Gastos preoperativos		64,950	207,840
Imprevistos		31,370	100,386
Gastos Generales y Utilidades (25%)		649,499	2,078,396
Inversión Total (Sin IGV)		3,410,192	10,912,614
Inversión Total (Con IGV)		4,058,128	12,986,011

*Tipo de Cambio (Soles/US\$): **3.2**

Gastos Generales y Utilidades **25%**

CONSOLIDADO DE LA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA DE LOS POBLADOS RURALES DEL SER ABANCAY II ETAPA

PARTICIPANTE: BACH. BRAVO DIPAS BERLY ANDRES

PARTICIPANTE: BACH. JUAREZ FLORES GIOVANA

PARTICIPANTE: BACH. QUISPE OSPINA LUIS SNTONIO

AÑOS	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Población			4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975	4,975
Habitantes / vivienda			5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Número de viviendas			995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
Coefficiente de electrif.			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
N° abonados domésticos			995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995	995
Consumo Dom. Lnl. (kWh/año)			630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630	630
Consumo servicios			597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000
Residencial			597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000	597,000
Comercial																						
Uso general																						
Pequeñas industrias																						
Consumo A.P.			77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263	77,263
Consumo Cargas Especiales																						
Energía neta (kWh)			674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263	674,263
Perdidas de energía (kWh)			40,359	42,742	44,960	47,078	49,137	51,159	53,162	55,156	56,852	58,540	60,225	61,913	63,606	65,307	67,019	68,743	70,482	72,237	74,009	75,800
Energía total (kWh)			714,622	717,006	719,223	721,342	723,400	725,423	727,425	729,419	731,115	732,603	734,489	736,176	737,869	739,570	741,282	743,006	744,745	746,500	748,273	750,064
Horas de utilización - Servicios			8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
Horas de utilización - A.P.			4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380	4,380
Horas de utilización - C. Esp.																						
Demanda servicios (kW)																						
Residencial			326.3	327.4	328.4	329.4	330.3	331.2	332.2	333.1	333.8	334.6	335.4	336.2	336.9	337.7	338.5	339.3	340.1	340.9	341.7	342.5
Comercial																						
Uso general																						
Pequeñas industrias																						
Max. Demanda A.P.			17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6	17.6
Max. Demanda Cargas Especiales																						
Máxima Demanda Meta (KW)			344.0	345.0	346.1	347.0	348.0	348.9	349.8	350.7	351.5	352.3	353.0	353.8	354.6	355.3	356.1	356.9	357.7	358.5	359.3	360.1
Perdidas de Max. Demanda (KW)			16.8	17.7	18.5	19.2	19.9	20.6	21.2	21.9	22.4	22.9	23.4	23.8	24.3	24.8	25.3	25.7	26.2	26.7	27.1	27.6
Máx. Dem. Requerida - por Localidad (KW)			360.8	362.7	364.5	366.2	367.9	369.5	371.0	372.6	373.8	375.1	376.4	377.6	378.9	380.1	381.4	382.6	383.9	385.2	386.5	387.7
Fact. Simult. (fs) - Entre Localidades			1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Máx. Dem. Requerida - Entre Localidades (KW)			360.8	362.7	364.5	366.2	367.9	369.5	371.0	372.6	373.8	375.1	376.4	377.6	378.9	380.1	381.4	382.6	383.9	385.2	386.5	387.7

II. MARCO TEORICO

2.1 Antecedentes del Estudio

La presente tesis está basado en Normas y Reglamentos de electrificación rural desarrollados por la DGER Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas, son clasificados como Proyectos de Inversión Pública (PIP), los mismos que de acuerdo al Título III, Art. 10 de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, forman parte del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) y se enmarcan en el proceso de ampliación de la frontera eléctrica en las zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del Perú. Los PIP están sujetos a una evaluación técnico-económica a fin de identificar su rentabilidad social y su sostenibilidad administrativa, operativa y financiera a largo plazo, siguiendo la secuencia de planificación e implementación definido en los lineamientos de la Ley N° 27293 y su Reglamento, mediante los cuales se creó el Sistema Nacional de Inversión Pública (SNIP) para optimizar las inversiones destinadas a los PIP.

Por otro lado, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas (DGAAE/MEM) o las Direcciones Regionales de Energía y Minas autorizadas, tienen la misión de proponer la política y las normas técnicas legales para conservación y protección del medio ambiente por las actividades relacionadas con los hidrocarburos y la electricidad, en el marco de un desarrollo sostenible de las actividades energéticas y de la necesidad de cobertura de energía a nivel nacional. Las Direcciones Regionales de Energía y Minas, conjuntamente con el Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA), también tiene la misión de evaluar y aprobar los Estudios Ambientales de los proyectos de electrificación rural energéticos que se presenten al Ministerio de Energía y Minas.

En este punto fue necesario conocer los componentes de las instalaciones eléctricas, con la finalidad de tomar las acciones para cumplir con las normas técnicas en cuanto a la aplicación de cálculos, metrado, valorización, selección de alternativas técnicas - económicas y sostenibilidad

A continuación se describe la ruta de líneas comprendidas por los siguientes tramos:

Cuadro N° 2. 1: Líneas Primarias del Proyecto N° 01

N°	N° Loc.	LP	Longitud (km)
1	3	DERIVACIÓN 2Ø ATUMPATA ALTA 35 MM ²	1.66
2	4	DERIVACIÓN 2Ø AYAORCCO 35 MM ²	0.95
3	5	DERIVACIÓN 2Ø AYMAS ALTA 35 MM ²	1.67
4	7	DERIVACIÓN 2Ø CHACABAMBA 35 MM ²	1.78
5	8	DERIVACIÓN 2Ø CONDADO 35 MM ²	1.35
6	10	DERIVACIÓN 2Ø HUARMIPAMPA 35 MM ²	0.97
7	13	DERIVACIÓN 2Ø IMPONEDA 35 MM ²	0.85
8	23	DERIVACIÓN 2Ø PURUCHACCA 35 MM ²	1.56
9	30	DERIVACIÓN 2Ø TRUJIPATA 35 MM ²	0.79
10	45	DERIVACIÓN 2Ø OCHUYLULU 35 MM ²	0.60
11	46	DERIVACIÓN 1Ø OYOCCHUACHO 35 MM ²	1.70
12	50	DERIVACIÓN 1Ø CCOCHAPATA 35 MM ²	0.44

2.2 MARCO TEORICO

2.2.1 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA Y RED PRIMARIA

2.2.1.1 Introducción

El presente capítulo muestra los cálculos eléctricos que incluye lo siguiente:

- Determinación del nivel de aislamiento
- Estudio de la coordinación de aislamiento
- El cálculo, diseño y configuración del sistema de puesta a tierra

2.2.1.2 Características eléctricas del sistema

Las principales características del sistema son las siguientes:

- Tensión nominal del sistema : 22,9 / 13,2 kV
- Tensión de diseño : 22,9 / 13,2 kV
- Configuración : Monofásica de dos hilos y

Monofásica Retorno Total por Tierra (MRT)

- Tensión máxima de servicio : 25/15 kV
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Factor de potencia : 0,90 (atraso)
- Conexión del neutro : Rígidamente puesto a tierra

en Subestación Principal

2.2.2 PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES

a) Resistencia Eléctrica

La resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

$$R_1 = R_{20} [1 + 0,0036 (t - 20^\circ)]$$

Donde:

$$R_{20} = \text{Resistencia del conductor en c.c. a } 20^\circ\text{C, en ohm/km}$$

$$T = 20^\circ\text{C}$$

$$t = \text{Temperatura máxima de operación, en } ^\circ\text{C}$$

b) Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrado es:

$$CL = 377 (0,5 + 4,6 \text{ Log } (DMG/r)) \times 10^{-4}, \text{ en Ohm/km}$$

$$DMG = \text{Distancia Media Geométrica, igual a } 1,20 \text{ m}$$

$$r = \text{radio del conductor, en metros}$$

La reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

$$XLT = 0,1734 \log (D_e/D_s), \text{ en Ohm/km}$$

$$D_e = 85 (\rho)^{1/2} - \text{Diámetro equivalente, en metros}$$

$$D_s = \text{Radio equivalente del conductor, e igual a } 2,117 r' \text{ para conductor de 7 alambres}$$

$$R = \text{Resistividad eléctrica del terreno, se considera } 250 \text{ Ohm-m}$$

$$r' = \text{Radio del alambre del conductor, en metros}$$

2.2.3 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

- a) **Distancia mínima entre conductores de un mismo circuito en disposición horizontal y vertical en los apoyos:**

Horizontal = 0,70 m

Vertical = 1,00 m

Estas distancias son válidas tanto para la separación entre 2 conductores de fase como entre un conductor de fase y el neutro.

- b) **Distancia mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos puestos a tierra**

$D = 0,25 \text{ m}$

Esta distancia no es aplicable a conductor neutro.

- c) **Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano**

$$D=0,0076(U)(FC)+0,65\sqrt{f}$$

Donde:

U = Tensión nominal entre fases, kV

F_c = Factor de corrección por altitud

f = Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista, m

Notas:

- 1- Cuando se trate de conductores de flechas diferentes, sea por tener distintas secciones o haberse partido de esfuerzos EDS

diferentes, se considera la mayor de las flechas para la determinación de la distancia horizontal mínima.

2. Además de las distancias en estado de reposo, se deberá verificar, también, que bajo una diferencia del 40% entre las presiones dinámicas de viento sobre los conductores más cercanos, a distancia D no sea menor que 0,20 m.

d) Distancia vertical mínima entre conductores de un mismo circuito a mitad de vano:

- | | | |
|--------------------------------|---|--------|
| - Para vanos hasta 100 m | : | 0,70 m |
| - Para vanos entre 101 y 350 m | : | 1,00 m |
| - Para vanos entre 351 y 600 m | : | 1,20 m |
| - Para vanos mayores a 601 m | : | 2,00 m |

En estructuras con disposición triangular de conductores, donde dos de éstos estén ubicados en un plano horizontal, sólo se considera la separación horizontal de conductores si es que el conductor superior central se encuentra a una distancia vertical de 1,00 m o 1,20 m (según la longitud de los vanos) respecto a los otros 2 conductores.

En líneas con conductor neutro, se considera la verificación de la distancia vertical entre el conductor de fase y el neutro para la condición sin viento y máxima temperatura en el conductor de fase, y temperatura EDS en el conductor neutro. En esta situación la distancia vertical entre estos dos conductores no deberá ser inferior a 0,50 m. Esta distancia también deberá conservarse cuando exista una transición de disposición horizontal a disposición vertical de conductores con presencia de conductor neutro.

e) Distancia horizontal mínima entre conductores de diferentes circuitos

Se considera la misma fórmula consignada en c).

Para la verificación de la distancia de seguridad entre dos conductores de distinto circuito debido a una diferencia de 40% de las presiones dinámicas de viento, se considera las siguientes fórmulas:

$$D = 0,00746 (U) (F_c), \text{ pero no menor que } 0,20 \text{ m}$$

Donde:

U= Tensión nominal entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

F_c = Factor de corrección por altitud

f) Distancia vertical mínima entre conductores de diferentes circuitos

Esta distancia es determinada mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$D = 1,20 + 0,0102 (F_c) (kV1 + kV2 - 50)$$

Donde:

kV1= Máxima tensión entre fases del circuito de mayor tensión, en kV

kV2= Máxima tensión entre fases del circuito de menor tensión, en kV.

F_c = Factor de corrección por altitud

Las tensiones máximas consideradas son las siguientes:

- Para líneas de 22,9 kV y 22,9/13,2 kV :
25 kV
- Para líneas de 13,2 kV, 13,8/7,97 kV y 13,2/7,62 kV :
15 kV
- Para líneas de 10 kV :
12 kV

La distancia vertical mínima entre líneas de media tensión será 1,00 m.

g) Distancias mínimas del conductor a la superficie del terreno

- A lo largo de caminos, calles y avenidas en zonas urbanas
6,0 m
- En cruce de caminos, calles y avenidas en zonas urbanas
7,0 m
- A lo largo de caminos, calles y avenidas en zonas rurales
5,5 m
- En cruce de caminos, calles y avenidas en zonas rurales
6,5 m
- En lugares accesibles solo a peatones en zonas rurales
5,0 m
- En laderas no accesibles a vehículos o personas
3,0 m

Notas:

1. Las distancias mínimas al terreno consignadas son verticales y determinadas a la temperatura máxima prevista, con excepción de la distancia a laderas no accesibles, que será radial y determinada a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.

2. Las distancias corresponden a líneas aéreas de 22,9 y 22,9/13,2 kV pero se aplicará para líneas de menor tensión.
3. Para propósitos de las distancias de seguridad sobre la superficie del terreno, el conductor neutro se considera igual en un conductor de fase.
4. En áreas que no urbanas, las líneas primarias recorrerán fuera de la franja de servidumbre de las carreteras. Las distancias mínimas del eje de la carretera al eje de la línea primaria serán las siguientes:

· En carreteras importantes	25 m
· En carreteras no importantes	15 m

Estas distancias deberán ser verificadas, en cada caso, en coordinación con la autoridad competente.

h) Distancias mínimas a terrenos rocosos o árboles aislados

- Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles
2,50 m
- Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales
0,50 m

Notas:

1. Las distancias verticales se determinan a la máxima temperatura prevista.
2. Las distancias radiales se determinan a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.
3. Las distancias radiales podrán incrementarse cuando haya peligro que los árboles caigan sobre los conductores.

i) Distancias mínimas a edificaciones y otras construcciones

No se considera el paso de líneas de media tensión sobre construcciones para viviendas o que alberguen temporalmente a personas, tales como campos deportivos, piscinas, campos feriales, etc.

- Distancia radial entre el conductor y paredes y otras estructuras no accesibles

2,5 m

- Distancia horizontal entre el conductor y parte de una edificación normalmente accesible a personas incluyendo abertura de ventanas, balcones y lugares similares

2,5 m

- Distancia radial entre el conductor y antenas o distintos tipos de pararrayos

3,0 m

Notas :

1. Las distancias radiales se determinan a la temperatura en la condición EDS final y declinación con carga máxima de viento.
2. **Lo indicado es complementado o superado por las reglas del Código Nacional de Electricidad Suministro vigente.**

2.2.4 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Los criterios considerados para la selección del aislamiento son los siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- **Contaminación ambiental**

2.2.4.1 Nivel de aislamiento a frecuencia industrial y al impulso tipo de rayo

De acuerdo a la Norma DGER/MEM y la Norma IEC 60071: Coordinación de Aislamiento, se tiene los siguientes niveles mínimos de aislamiento al impulso tipo rayo y a frecuencia industrial requeridos para los equipos y materiales del proyecto:

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión máxima del equipamiento (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22,9	25	27	125	40
13,8	15	17,5	95	38
10	12	12	75	28

2.2.4.2 Factor de corrección por altitud

Los niveles de aislamiento consignado en el cuadro anterior son válidos para condiciones atmosféricas estándares, es decir, para $1013 \times 10^5 \text{ N/m}^2$ y $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Según las recomendaciones de la Norma IEC 60071, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1 000 m.s.n.m., los niveles de aislamiento deberán ser corregidos por el siguiente factor de corrección:

$$F_C = 1 + 1,25(h-1000) \times 10^{-4}$$

Donde:

h = Altitud sobre el nivel del mar

En función a lo indicado y los niveles de aislamiento ya normalizados para el equipamiento normalizado por la DGE/MEM hasta 4 500 m, se tiene los siguientes niveles de aislamiento corregidos y normalizados de acuerdo a la Norma IEC 60071:

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión máxima del equipamiento o (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)
22,9	25	27	150	50
13,8	15	17,5	125	50
10	12	12	95	38

2.2.4.3 Contaminación ambiental

Para el adecuado comportamiento del aislamiento frente a la contaminación ambiental se considera las recomendaciones de la Norma IEC 815: "Guía para la selección de aisladores, respecto a las condiciones de polución" en la que se define los siguientes cuatro

(04) niveles de contaminación y sus correspondientes longitudes de fuga específica mínimas:

- Ligero 16 mm/kV
- Medio 21 mm/kV
- Pesado 25 mm/kV
- Muy pesado 31 mm/kV

La mínima longitud de fuga de los aisladores conectado entre fase y tierra se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación:

$$\text{Mínima longitud de fuga} = \text{mínima longitud de fuga específica} \times \text{máxima tensión de servicios entre fases corregida por altitud.}$$

Las consideraciones para el proyecto son las siguientes:

Tensión máxima de servicio (kV)	Ubicación del aislador	Nivel de Contaminación	Mínima longitud de fuga específica (mm/kV)	Factor de corrección por altitud FC	Mínima longitud de fuga
25	A la intemperie	Medio	16	1,34	536 mm
15	A la intemperie	Medio	16	1,34	322 mm
12	A la intemperie	Medio	16	1,34	257 mm

2.2.5 SELECCIÓN DE LOS AISLADORES

Los dos cuadros anteriores consignan las tensiones de sostenimiento a frecuencia industrial y a impulso atmosférico, así

como las líneas de fuga de los aisladores propuestos para el proyecto:

Niveles de aislamiento	Aislador tipo pin clase 56-3 (1)	Cadena de 2 aisladores clase 52-3 (1)
Tensión de sostenimiento a la orden de impulso 1,2/50 kVp	192	245
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial (kV)	125	155
Línea de fuga total (mm)	533	584

(1) Son valores estandarizados.

2.2.6 NIVELES DE AISLAMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los niveles de aislamiento considerados para el diseño de la subestaciones de distribución hasta los 4 000 msnm son los siguientes:

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

2.2.7 SELECCIÓN DE PARARRAYOS Y SECCIONADORES FUSIBLES

La selección de pararrayos toma en cuenta los niveles de tensión empleados en el proyecto (22,9kV - 2φ aterrado, y 13,2kV - 1φ aterrado) ; así como el aterramiento existente del mismo.

La máxima sobretensión temporal que ocurren en un sistema debido a fallas pueden ser determinadas de la siguiente ecuación:

$$TOV_{SIST} = k \cdot U_{MAX}$$

Donde:

TOV Máxima tensión de operación

K factor de sobretensión o factor de aterramiento (depende del tipo de aterramiento del neutro del sistema)

U_{max} Máxima tensión de operación fase tierra del sistema

El factor de sobretensión consiste en la relación la máxima sobretensión fase tierra a frecuencia fundamental durante una falla fase tierra en cualquier punto del sistema y el valor eficaz de la tensión fase tierra en condiciones normales.

Para sistemas aterrados, k = 1,4

Para sistemas aislados, k = 1,9

Cálculo del TOV

kV	Neutro	k	TOV
22.9	aterrado	1,4	19,44
13.2	aterrado	1,4	11,20
10	aislado	1,9	11,52

Del cuadro anterior, se desprende que, para los niveles de tensión de 10 y 13,2kV, se usarán pararrayos de 12kV, mientras que para 22,9kV, los

pararrayos recomendados son de 21 y 24kV, seleccionándose el de 21 kV, siguiendo las recomendaciones y experiencias de la empresa en el área del proyecto.

2.2.8 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de éste último.

Por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 es:

MP1 : Margen del nivel de onda cortada = 120 %

MP2 : Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %

Donde:

MP1 $\frac{\text{Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico de onda cortada del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para frente de onda cortada}}$

MP2 $\frac{\text{Tensión de sostenimiento nominal de impulso atmosférico del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$

El cálculo de coordinación del aislamiento es como sigue:

Características del Sistema

Nivel de tensión : 22,9kV – 13,2kV – 10kV
Máxima tensión de servicio : 25 kV – 13,9kV – 10,5kV
Tensión nominal soportable al impulso atmosférico: 150 kV– 95kV– 75kV

Características de los Pararrayos.

Tensión Nominal : 24 kV – 12kV
Nivel de protección al impulso atmosférico : 78,8 kV – 40kV
Nivel de protección al frente de onda cortada : 86 kV – 44kV

Despreciando los efectos de los cables de conexión y la distancia de separación entre los pararrayos a los equipos a ser protegidos, de donde se obtienen los siguientes resultados:

Márgenes de Seguridad de la Coordinación del Aislamiento

V nominal (kV)	V pararrayos (kV)	MP1	MP2
22,9	24	201%	190%
13,2	12	248%	238%
10	12	196%	188%

Podemos observar que para los pararrayos analizados, se tienen márgenes de seguridad por encima de los valores mínimos permitidos, con lo que se concluye que no se deberían tener dificultades de aislamiento.

Cálculo del Nivel de Aislamiento de las Estructuras de la Línea y Red Primaria

La mayor causa de salidas fuera de servicio es ocasionada por los flameos producidos por descargas atmosféricas y tormentas eléctricas, los cuales

producen sobretensiones directas e inducidas sobre las líneas de distribución, las cuales dependen de los siguientes factores:

- Intensidad, continuidad y duración de las descargas atmosféricas en el altiplano ($z = a - 3850 \text{ msnm}$) son intensas en época de tormenta eléctrica
- Los obstáculos en la franja de servidumbre de las líneas son limitados, teniéndose algunas lomas que contribuyen a amortiguar las descargas directas, y reducir la magnitud de las indirectas.
- Las salidas de servicio por cada 100 km/año se reducen cuando se logra un voltaje de flameo al impulso crítico (VFIC, o critical impulse flashover voltage-CIFO) de la línea de 300 kV, motivo por el cual en los diseños de las estructuras se debe tender a obtener dicho valor, por medio de la utilización de aisladores adecuados y crucetas de madera.
- No es conveniente superar los 300 kV, porque el mayor aislamiento en la línea podría ocasionar sobretensiones severas en los equipos.
- Los pararrayos de las subestaciones de distribución proveen un grado de reducción de flameos por tensiones inducidas, por lo que en el PSE Nuevo Seasmé, con una cantidad de localidades distribuidas a lo largo de las líneas, los pararrayos contribuyen a mejorar el comportamiento eléctrico
- El aislamiento de las estructuras se logra con la combinación del CIFO de sus componentes: aislador y cruceta de madera, la cual contribuye a elevar el aislamiento de la línea y a mejorar el comportamiento eléctrico contra descargas atmosféricas.
- Los pararrayos se deben instalar lo más cerca al equipo, pudiendo instalarse en la tapa del transformador, reduciendo así la longitud del conductor de conexión del pararrayos al borne, minimizando la caída de tensión por las corrientes de descarga de rayos.
- Los CIFO considerados por la norma IEEE Std 1410-1997 para las estructuras con aislamiento en serie son los siguientes:

Aislamiento	Componente	CIFO
▣ Aislador pin ANSI 56-2	I	175 kV
▣ Aislador pin ANSI 56-3	I	200 kV
▣ 2 aislad. campana 53-2	I	255 kV
▣ Aire	I	600 kV/m
▣ Poste de madera	I	0 kV/m
▣ Cruceta madera mojada c/aislador pin	II	250 kV/m

Considerando que se va a utilizar los postes de madera, que son zonas con apantallamiento natural por recorrer por zona con presencia de árboles, se plantea el uso del aislador tipo PIN clase ANSI 56-3 para compensar el bajo aislamiento del poste. Lo que significa el siguiente nivel de aislamiento:

- ▣ CIFO para el aislador Ansi 56-3
200 kV
- ▣ CIFO Poste de Madera
0 kV

Total

200 kV

Los equipos y accesorios metálicos de las estructuras (seccionadores-fusibles, pararrayos, etc.) contribuyen a reducir el CIFO, lo cual se compensa a través de distancias suficientes aisladas y la utilización de pararrayos.

2.2.9 CÁLULO, DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

a.- Consideraciones Generales en Líneas y Redes Primarias

En los sistemas "efectivamente puesto a tierra sin neutro corrido" en 22,9/13,2 kV, se requiere que las instalaciones de líneas y redes primarias garanticen la seguridad de las personas, operación del sistema, y facilidad para el recorrido a tierra de la corriente de operación del sistema eléctrico MRT.

La Norma DGE RD-018-2003-EM "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural", establece que, desde el punto de vista de la operación, las únicas puestas a tierra importantes son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a las subestaciones de distribución.

Como en las líneas primarias se tiene un recorrido por zonas de escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta el criterio de tensiones de toque, paso y de transferencia.

Se recomienda que para las líneas y redes primarias se siga con el siguiente criterio:

En todas las estructuras de las líneas y redes primarias se instalará la puesta a tierra, teniendo en consideración la seguridad de las personas y la operación del sistema eléctrico.

Para evitar la quema de las crucetas de madera debido a sobretensiones, toda la ferretería deberá ser conectada al conductor de bajada de puesta a tierra.

b.- Descripción de Sistemas de Puesta a Tierra para Líneas y Redes Primarias

Sistema de Aterramiento PAT-1C: El sistema de puesta a tierra tipo PAT-1C, consiste en llevar el conductor de cobre recocido de 16 mm², se instalarán en las estructuras no provistas de equipos de seccionamiento, protección y transformador.

Sistema de Aterramiento PAT-1: El sistema de puesta a tierra tipo PAT-1, consiste en llevar el conductor de cobre recocido de 16 mm² desnudo conectado desde la varilla de acero recubierta de cobre de 2,4 m-16 mm \varnothing , separado horizontalmente con respecto al eje del poste en 2m; el conductor de puesta a tierra sera instalado al mismo lado del conductor neutro en cuadratura opuesta al espacio de trepado o del pin de punta de poste, se instalaran estas puesta a tierra provistas de electrodo solo en estructuras de seccionamiento, protección y subestaciones para todos los casos se instalarán cajas de registro provistas de electrodos verticales.

$$R_{PAT-1} \equiv 0,392 * \rho_a$$

c.- En Subestaciones de Distribución

La Norma DGE RD-018-2003-EM "Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural", establece que para subestaciones monofásicas y bifásicas se debe tener un valor de 25 Ω sin tomar en cuenta la red secundaria.

Para transformadores 1 \varnothing de sistemas MRT deben tener los siguientes valores de puesta a tierra: Potencia del Transformador

Puesta a tierra - Ohm

5 kVA, 1ø	25
10 kVA, 1ø	25
15 kVA, 1ø	20
25 kVA, 1ø	15
5, 10, 15 y 25 kVA, 2ø	25

En el sistema 1ø - MRT los valores de la puesta a tierra en las subestaciones de distribución deben limitar a la tensión de toque a un valor máximo de 25 voltios, consiguiendo con esto seguridad para las personas.

Las subestaciones de distribución llevarán una puesta a tierra PAT-2 o PAT-3 según corresponda para la media tensión-MT, donde se conecta el pararrayos, el neutro y la carcasa del transformador. El cable de bajada irá al costado del poste de madera, será de Cu blando desnudo de 16 mm².

A continuación, se describe y se efectúa el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de los sistemas PAT-2 y PAT-3.

- o Tipo PAT-2: Este sistema de PT está constituido por 2 sistemas PAT-1, separados a una distancia horizontal entre varillas de 3 m y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 16 mm².

La resistencia de puesta a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_{PAT-2} = \frac{R_{PAT-1}}{2} \times \left(1 + \frac{l}{a \times \ln\left(\frac{4 \times l}{d}\right)} \right)$$

Donde:

l = Longitud de la varilla (2,4 m)

d = Diámetro de la varilla (16 mm)

a = Distancia entre varillas (3,0 m)

Efectuando el cálculo:

$$R_{PAT-2} = 0,220 \times \rho_a = 56\% (R_{PAT-1})$$

- o Tipo PAT-3: Este sistema de PT está conformado por 3 sistemas PAT-1 instalados en forma triangular (El tercer electrodo se instalará en la calzada, de no ser posible esta configuración se instalarán alineados en línea recta los 3 electrodos), separados a una distancia horizontal entre varillas de 3 m, y unidas entre sí mediante conductor de cobre recocido de 16mm².

La resistencia de puesta a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$R_3 = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times 3 \times l} \left[\ln\left(\frac{4 \times l}{b}\right) - 1 + \frac{l}{D} \left\{ \frac{1}{\text{Sen}\left(\frac{\pi}{3}\right)} + \frac{1}{\text{Sen}\left(\frac{2\pi}{3}\right)} \right\} \right]$$

Donde:

ρ_a = Resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)

l = Longitud de la varilla (2,4 m)

b = Radio de la varilla (8 mm)

D = Diámetro del anillo formado por las tres varillas (3,46 m)

Donde resulta:

$$R_{PAT-3} = 0,170 \times \rho_a = 43\% (R_{PAT-1})$$

La medición de la resistividad eléctrica del terreno se ha realizado en las localidades donde se prevé la ubicación de subestaciones de distribución - SED. La ubicación de las SED

ha sido definida teniendo en consideración los siguientes criterios técnicos:

- Centros de carga en las localidades
- Lugar seguro de inundaciones
- Cumplir con las distancias mínimas de seguridad

En el presente capítulo se desarrollará la estratificación del terreno hasta de dos capas, a partir de las mediciones mediante la metodología Wenner.

d.- La Estratificación del Terreno

Considerando las características que normalmente presentan los suelos, se modela en capas estratificadas horizontales.

Metodología: La estratificación para dos capas se realiza mediante el método de "Utilización de curvas", que utiliza las mediciones de campo realizadas.

Usando las teorías de electromagnetismo sólo con dos capas horizontales es posible resolver un modelo matemático, que, con ayuda de las medidas efectuadas por el Método Wenner, posibilita encontrar la resistividad de la primera y segunda capa, con su respectiva profundidad.

$$V_p = \frac{\rho_1 I}{2\pi} \left[\frac{1}{a} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{a^2 + (2nd_1)^2}} \right]$$

Donde:
$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} ; \quad k > 0$$

V_p = Potencial del punto "p" cualquiera de la primera capa con relación al infinito.

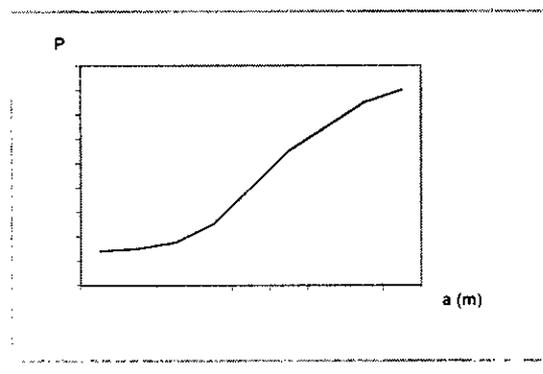
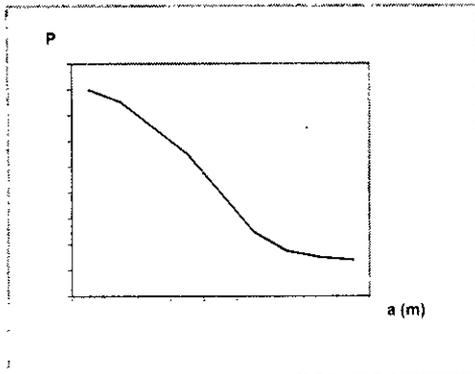
ρ_1 = Resistividad de la primera camada

ρ_2 = Resistividad de la segunda camada

K = Coeficiente de reflexión

h = Profundidad de la primera camada

Para el suelo de dos capas ($\rho_1 \neq \rho_2$) se obtiene a partir de la expresión



general $\rho(a) = 2 \rho_1 R_a$ en la cual se reemplaza la expresión del potencial entre los electrodos (P1) y (P2) de espesores (h) e infinito, para un punto (p), situado a una distancia (a) metros.

De la formulación anterior se puede obtener:

El procedimiento a seguir son los siguientes:

- 1- Trazar un gráfico $\rho(a) \times a$, obtenido por el método Wenner
- 2- Prolongar la curva $\rho(a) \times a$ hasta cortar el eje de ordenadas del gráfico
- 3- Se escoge un valor a_1 arbitrariamente y se lleva a la curva para obtener su correspondiente valor de $\rho(a_1)$
- 4- Por el comportamiento de la curva $\rho(a) \times a$, se determina el valor de "K" (ascendente "+", descendente "-")

- 5- Con el valor de $\rho(a1)/\rho1$ o $\rho1/\rho(a1)$ obtenido, entre las curvas teóricas correspondientes se traza una línea paralela al eje de las abscisas. Esta recta corta las distintas curvas de K. Luego procedemos a leer todos los valores específicos de K y h/a correspondientes.
- 6- Multiplicar los valores obtenidos de h/a en el paso anterior por el valor a1. Asimismo, con el 5to y 6to paso se genera una tabla con los valores correspondientes de K y h.
- 7- Graficar la curva K x h de los valores obtenidos de la tabla generada en el paso sexto.
- 8- Se escoge otro valor a2 arbitrariamente diferente a a1 y se repite todo el proceso, resultando una nueva curva K x h.
- 9- Se grafica esta nueva curva K x h en el mismo gráfico del séptimo paso.
- 10- La intersección de las dos curvas K x h en un punto resultará los valores reales de K y h, por lo tanto, la estratificación estará definida.

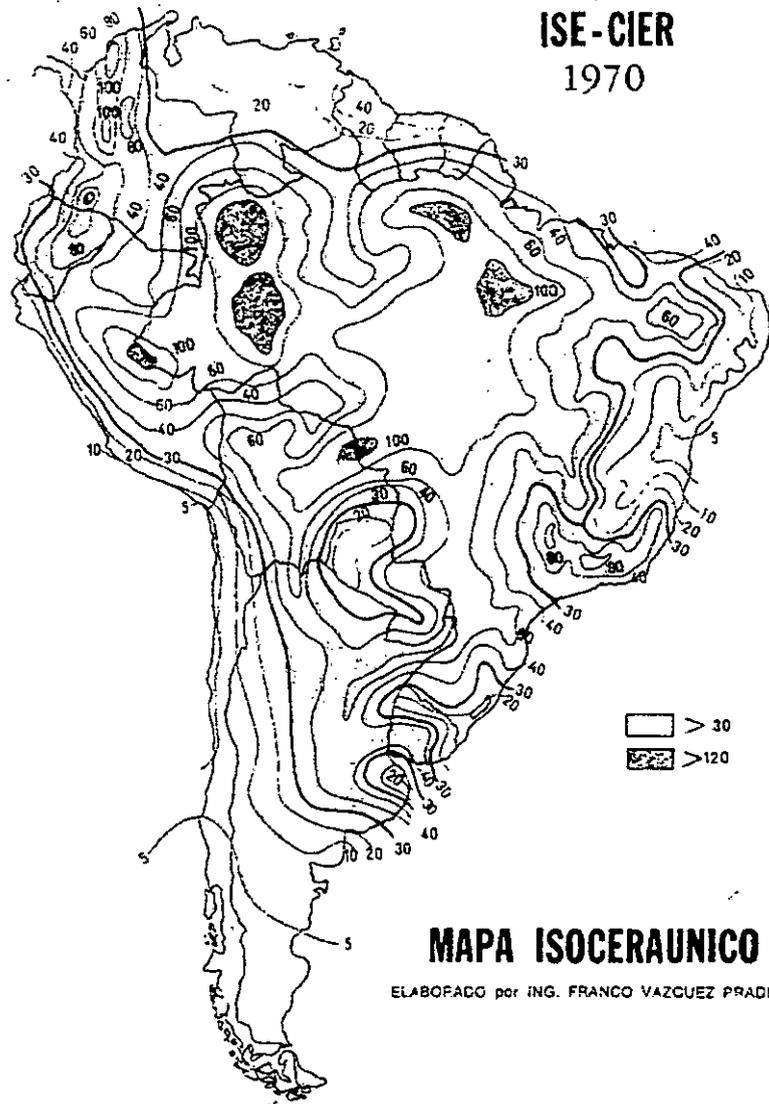
Este procedimiento ha sido aplicado para conocer la estratificación del terreno para cada localidad integrante del proyecto.

En base a los resultados obtenidos de la medición de la resistividad eléctrica efectuada en campo se desarrollará el cálculo de la resistividad aparente del terreno y empleando la metodología "Estratificación del Terreno".

2.2.10 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE DESCONEXIONES POR CADA 50 km AL AÑO

Para determinar el número de desconexiones por cada 50 km al año, se utilizó la Norma IEEE std 1410, el cual analiza el comportamiento de las líneas aéreas de distribución a las descargas tipo rayo, para lo cual se consideró lo siguiente:

- Las descargas tipo rayo pueden causar flameos por descargas directas y tensiones inducidas por descargas cercanas. Debido a que el diseño de las líneas primarias considera el uso de postes de Madera y aisladores tipo PIN clase Ansi 56-3, se ha obtenido un aislamiento fase tierra de 200 kV, siendo el recorrido de las línea primarias apantallada por la presencia de árboles con una altura mayor de 5 m, por lo que las desconexiones por tensiones inducidas son consideradas nulas según la norma IEEE 1410, lo que significa que el número de salidas serán producidas por las descargas directas.
- El área de proyecto se desarrolla en zona de sierra, con presencia de descargas atmosféricas, la información del número de tormentas por año, se muestran en la Figura siguiente:



Nivel Ceraúnico (número de días de tormentas por año)

- o Del gráfico se obtiene que el nivel ceraúnico es de aproximadamente 30 días de tormentas al año, con lo cual se puede hallar la densidad de descargas atmosféricas, según la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04 \times T_d^{1,25}$$

Donde:

Td : Número de días de tormentas al año

Reemplazando el valor de Td obtenemos:

$$N_g = 2,81 \text{ [descargas/km}^2\text{/año]}$$

El número de descarga /km²/año obtenidos será aplicado al 10% del recorrido de las líneas primarias que se encuentra más expuesto (cruce de lomas o zonas con poca presencia de árboles); mientras que el 90% restante cuenta con apantallamiento natural (recorre por ladera de cerro y con presencia de árboles con altura mayor a 12 m) por lo que se asumió una densidad de una descarga / km²/año.

Para determinar el número de desconexiones por cada 50 km al año se utilizó la siguiente ecuación:

$$N = N_g (28 h^{0,6} + b) / 5$$

Donde:

N: Número de desconexiones por cada 50 km/año

h: Altura libre del poste

$h = 11\text{m (altura real del poste)} - 1,7\text{m (longitud de empotramiento)} = 9,3$

b: Ancho de la estructura en metros (despreciable)

N_g: Densidad de descargas (rayos/km²/año)

Para 45,10 km con 1 descargas / km²/año y 5.01 km con 5,32 descarga /km²/año se tiene:

$$N = 1 (28 \times 9,3^{0,6} + 0)/5 \times 45,10/50 + 5,32 \times (28 \times 9,3^{0,6} + 0)/5 \times 5,01/50$$

$$N = 30,63$$

Entonces se concluye que el proyecto que cuenta con 50.11 Km. tendrá de 30 a 31 desconexiones/ año.

2.2.11 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA Y RED PRIMARIA

a.- Cálculo mecánico de conductores

El material de los conductores seleccionados son los normalizados de aleación de aluminio tipo AAAC, fabricados según las prescripciones de las normas correspondientes, si grasa, debido a que el área del proyecto no presenta elevados niveles de contaminación y se encuentra alejado del litoral.

Las características del conductor utilizado se muestran a continuación:

Características Técnicas de los Conductores

Nombre	Material	Sección mm ²	Diámetro mm	Coefficiente de dilatación 1°C	Masa Unitaria kg/m	Tiro de rotura kN	Módulo de elasticidad Inicial kN/mm ²	Módulo de elasticidad Final kN/mm ²	Nº de hilos
Aa 35 mm ²	AAAC	35	7,5	0,000023	0,094	10,35	51,382	60,82	7

La sección utilizada de acuerdo al análisis del sistema eléctrico es 35 mm².

b.- Esfuerzos del conductor en la condición EDS

Las Normas Internacionales y las Instituciones vinculadas a la investigación respecto al comportamiento de los conductores, recomiendan los siguientes esfuerzos horizontales referenciales para líneas con conductores de aleación de aluminio sin protección antivibrante, los cuales han sido considerados para el diseño:

- En la condición EDS inicial
- Conductor de Fase: 18% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)

- Conductor de Neutro: 15% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS).
- En la condición EDS final
- Conductor de Fase : Según resultados de cálculos
- Conductor de Neutro: Según resultados de cálculos

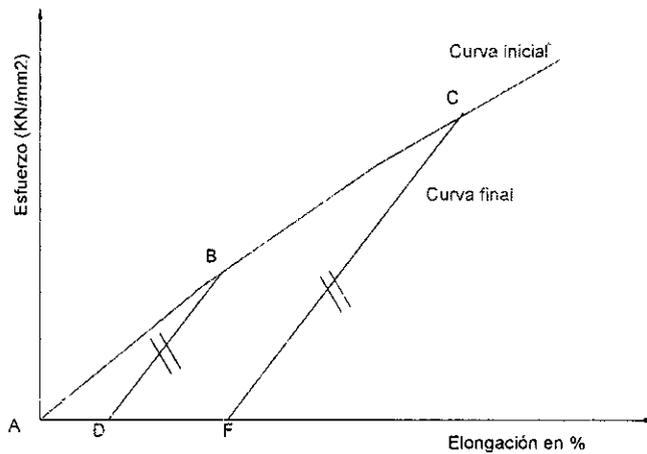
Cuando, se requiera reducir esfuerzos debido a la presencia de hielo o las limitaciones de las cargas de trabajo de las estructuras se considera la implementación de vanos flojos cuya condición EDS varía entre 6 y 8% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS)

Los cálculos se han efectuado mediante el programa de diseño DLT-CAD 2006, cuya metodología se describe a continuación:

Considerando elástico el conductor con un módulo de elasticidad variable en la fase de carga inicial, se puede representar en la siguiente el comportamiento del conductor con la aplicación de cargas externas. Al aplicarse una carga mecánica al conductor la elongación sigue la curva ABC y al quitar la carga la recuperación elástica se produce a través de la recta BD, con un módulo de elasticidad constante. El tramo AD representa la variación de longitud del conductor por efecto de la aplicación de las cargas mecánicas. Al volver a aplicar la carga mecánica al conductor la elongación se produce a través de la recta DB y si la carga es mayor continua por la curva BC. La elongación final representado por el recto AD, resulta equivalente a aplicar un EDS final diferente al EDS inicial. La pendiente de la recta BD viene a ser el Módulo de Elasticidad final del conductor.

Para determinar el EDS final, se ha utilizado la curva característica de los conductores de aleación de aluminio información publicada por "The

Aluminum Association” (curvas esfuerzo deformación para conductores de 7 y 19 hilos).



Esta información presenta la formulación de la curva inicial mediante la siguiente expresión:

$$Y=0,063+55,613X+25,381X^2 - 85,774X^3$$

Donde:

Y: Esfuerzo en kN/mm²

X: Elongación en %

En el cálculo del EDS final se utilizó el software DLT-CAD Ver 2006, el cual tiene la siguiente secuencia de cálculo.

De la distribución de estructuras se determina la máxima carga a la cual será sometido el conductor según las hipótesis de carga, considerando el EDS inicial y el módulo de elasticidad inicial del conductor.

En base al análisis anterior se define un límite de máxima carga, para el caso del presente proyecto se ha establecido el 40% del tiro de rotura del conductor, como la máxima carga a la cual será sometido el conductor.

Conociendo la máxima carga se tiene el esfuerzo para esa carga y con se calcula el porcentaje de elongación X, que corresponde a esta carga, para

lo cual se resuelve la ecuación de esfuerzo-elongación del conductor aplicando cálculos numéricos.

Teniendo los valores "X,Y" en el punto B se calcula la ecuación de la recta BD, cuya pendiente está representado por el módulo de elasticidad final del conductor.

Se calcula el valor del segmento AD en la intersección de la recta con el eje X.

Con el cálculo del segmento AD se obtiene el % de elongación final de conductor.

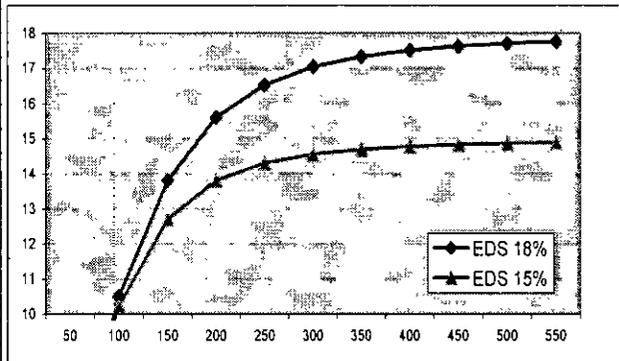
Conociendo la elongación final se desarrolla un cambio de estado desde la hipótesis de máxima carga hacia una hipótesis de EDS final, con lo cual se determina el esfuerzo Inicial requerido para alcanzar la máxima carga, utilizando en este caso el módulo de elasticidad final del conductor.

Aplicando el procedimiento detallado se calcula los valores de EDS final para cada vano, según la distribución de estructuras.

Los valores de EDS Final para cada vano, se muestran en los planos de Perfil del Proyecto. Las flechas que se presentan en los planos han sido calculadas para la condición de EDS Final correspondiente.

A fin de visualizar los resultados de lo indicado, en el cuadro siguiente se muestra un ejemplo de cálculo del EDS Final típico para diferentes vanos, para condiciones de EDS Inicial de 18% y 15%, considerando un desnivel de terreno igual a cero.

EDS Inicial (%)	18%	15%
Vano (m)	EDSFinal (%)	EDSFinal (%)
50	5,27	5,41
100	10,51	10,23
150	13,81	12,71
200	15,6	13,81
250	16,53	14,31
300	17,04	14,56
350	17,33	14,69
400	17,51	14,77
450	17,63	14,83
500	17,71	14,86
550	17,76	14,89
600	17,81	14,91
650	17,84	14,92
700	17,86	14,93
750	17,88	14,94
800	17,9	14,95
850	17,91	14,96
900	17,92	14,96
950	17,93	14,97
1000	17,93	14,97



En el **Anexo N° 1** como parte de los resultados del cálculo mecánico de conductores, se muestra los resultados en la condiciones EDS Inicial y Final.

c.- Esfuerzos máximos en el conductor

Los esfuerzos máximos en el conductor son los esfuerzos tangenciales que se producen en los puntos más elevados de la catenaria, que de acuerdo a lo indicado por el CNE no deberán sobrepasar el 60% del esfuerzo de rotura del conductor (UTS), que para fines del presente diseño también se consideró 60 %.

- **Hipótesis de estado de cálculos mecánicos**

Las hipótesis de estado para los cálculos mecánicos del conductor se definen sobre la base de los siguientes factores obtenidos del Mapa Eólico del Perú, las cuales se muestran en los Anexos N° 1:

- Velocidad de viento
- Temperatura
- Carga de hielo

Sobre la base de la zonificación, el tipo de conductor y las condiciones del proyecto, se considera las siguientes hipótesis:

	ESTADO INICIAL	2 HIPOTESIS	3 HIPOTESIS	4 HIPOTESIS	5 HIPOTESIS MAX. CARGA DE HIELO
	EDS	MAX.VIENT O	MIN. TEMP.	MAX. TEMP.	
Temperatura (°C)	15	10	0	45	N.A.
Hielo (mm)	0	0	0	0	N.A.
Vel. del Viento (Km/Hr)	0	94	0	0	N.A.
EsfuerzoUnitarioInicial (Kg/mm²)	5.75				N.A.

N.A.: NO APLICA.

d.- Separación horizontal entre conductores

Según recomendaciones de la norma DGE, la separación horizontal mínima a mitad de vano se obtiene de:

$$S = 0,00762 \times k V_{\max} \times f_h \div f_e \times \sqrt{f \times 0,3048} + L_i \times \sin \phi$$

Donde:

V máx (kV) : Tensión maxima

f_e : Factor de experiencia (1,2)

φ max(°) : Angulo de oscilación de la cadena

ℓ(m) : Longitud de la cadena

S(m) : Separación horizontal

f(m) : Flecha del conductor

e.- Cálculo mecánico de crucetas

Crucetas: Para el cálculo se consideró la situación más crítica, como es el esfuerzo vertical:

La fórmula aplicada en el siguiente cálculo es:

$$Vp = \frac{\left(\frac{Ma}{Fsc} - Pad \times Bc \right)}{Wo \times Bc}$$

Donde:

Vp : Vano peso

Ma : Momento aplicado a la cruceta (Nm)

Fsc : Factor seguridad cruceta condición normal

σ : Esfuerzo de la madera (Mpa)

Bc : Brazo de la cruceta (m)

Wo : Masa unitaria del conductor (kg)

Pad : Peso Adicional (aislador, conductor, un hombre con herramientas)

El cálculo demuestra que el esfuerzo por corte es más crítico que el esfuerzo a la flexión y predomina sobre él, pero el vano peso que se obtiene es más alto de lo que se necesita para las estructuras que utilizan crucetas (alineamiento y ángulos pequeños), por lo tanto no significa un problema.

f.- cálculo mecánico de estructuras – retenidas

El cálculo mecánico de estructuras tiene por objetivo determinar las cargas mecánicas aplicadas en los postes, cables de retenida, crucetas y sus accesorios, de tal manera que en las condiciones más críticas, no se supere los esfuerzos máximos previstos en el Código Nacional de Electricidad y complementariamente en las Normas Internacionales.

Formulas aplicadas:

- ⇒ Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (MVC):

$$MVC = P_v * d * \phi_c * \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

- ⇒ Momento debido a la carga de los conductores (MTC):

$$MTC = 2 * T_c * \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) * \left(\sum h_i\right)$$

- ⇒ Momento debido a la carga de los conductores en estructuras terminales (MTR):

$$MTR = T_c * \left(\sum h_i\right)$$

- ⇒ Momento debido a la carga del viento sobre la estructura (MVP):

$$MVP = \frac{P_v * h_i^2 * (D_m + 2D_0)}{600}$$

- ⇒ Momento debido al desequilibrio de cargas verticales (MCW):

$$MCW = (W_c * L * K_r + WCA + WAD) * B_c$$

- ⇒ Momento total para hipótesis de condiciones normales, en estructura de alineamiento, sin retenidas (MRN):

$$MRN = MVC + MTC + MCW + MVP$$

- ⇒ Momento total en estructuras terminales (MRN):

$$MRN = MTC + MVP$$

- ⇒ Esfuerzo del poste en la línea de empotramiento, en hipótesis de condiciones normales:

$$RH = \frac{MRN}{3,166 * 10^{-5} * C3}$$

- ⇒ Carga crítica en el poste debido a cargas de compresión:

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 * E * I}{kl^2} \quad P_{cr} = \frac{2\pi^2 EI}{\lambda^2} \times \left(\frac{D_m}{\phi_G}\right)^2$$

Concreto madera

⇒ Momento de inercia para postes troncocónicos según Norma ASTM

$$I = \pi * Dm^3 * Do / 64$$

⇒ Carga en la punta del poste, en hipótesis de condiciones normales:

$$Q_N = \frac{MRN}{(hl - 0,15)}$$

⇒ Esfuerzo a la flexión en crucetas de madera:

$$R_c = \frac{Ma}{W_s}; \quad w_s = \frac{b(hc)^2}{6}; \quad Ma = (\sum Q_v) \times Bc$$

Donde:

Pv	Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa.
<i>d</i>	Longitud del vano-viento, en m.
<i>Tc</i>	Carga del conductor, en N.
ϕ_c	Diámetro del conductor, en m.
\square	Angulo de desvío topográfico, en grados.
<i>Do</i>	Diámetro del poste en la cabeza, en cm.
<i>Dm</i>	Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm.
ϕ_G	Diámetro del poste en el punto de aplicación de la reteni
<i>hl</i>	Altura libre del poste, en m.
<i>hi</i>	Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m.
<i>hA</i>	Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m.
<i>Bc</i>	Brazo de la cruceta, en m.
<i>Kr</i>	Relación entre el vano-peso y vano-viento.
<i>Rc</i>	Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE).
<i>Wc</i>	Peso del conductor, en N/m.
<i>WCA</i>	Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N.
<i>WAD</i>	Peso de un hombre con herramientas, igual a 500 N.

<i>C</i>	Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.
<i>E</i>	Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm ² .
<i>I</i>	Momento de inercia del poste, en cm ² .
<i>k</i>	Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.
<i>l</i>	Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida.
<i>hc</i>	Lado de cruceta paralelo a la carga, en cm.
<i>b</i>	Lado de cruceta perpendicular a la carga, en cm.
<i>Q_v</i>	Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).
<i>P</i>	Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
<i>Y</i>	Deflexión en el poste de madera, en cm

Para el cálculo de la deflexión se ha tomado en cuenta que la deformación permanente no debe exceder el 4% de la longitud útil del poste.

Se ha calculado la deflexión para el caso de postes que no llevan retenidas; y se ha previsto colocar retenidas cuando la deflexión calculada supere o esté cerca al límite considerado para los cálculos ($\Delta \leq 4\%h$).

El cálculo de estructuras para cada tipo de armado se muestra en el Anexo N° 2 para poste de madera.

g.- Prestaciones de Estructuras

A partir de los cálculos mecánicos de conductores, estructuras, máxima separación horizontal y cálculo de crucetas, se definieron las prestaciones de estructuras (Vano viento, Vano peso, Vano máximo) tanto para postes de madera.

Las prestaciones de estructuras fueron obtenidas dependiendo de las zonas de carga establecidas en el proyecto (zona 1 de 0 a 1600msnm; zona 2 de 1600 a 3000 msnm y zona 3 mayor a 3000msnm).

Las prestaciones obtenidas para todos los tipos de estructuras se muestran en detalle en el Anexo N° 3.

h.- Cálculo de tableros de distribución

Los tableros de distribución

Son los adecuados y de acuerdo a la configuración y potencia de cada subestación (considerando la sobrecarga permisible), llevan dos contadores de energía (totalizador y para AP), los circuitos para servicio particular y alumbrado público es con interruptores termomagnéticos del tipo miniatura, el control del alumbrado público es con fotocelda. El equipamiento de los tableros es el siguiente:

Equipamiento de Tableros de Distribución

Transformador	Int. Termomagnético (A)			Transform. Corriente	Contador de Energía	
	C-1	C-2	AP		Totalizador	AP
5 kVA-2 \emptyset	2x16	-	1x6	-	10 (40)A 2x220V	10 (40)A
10 kVA-2 \emptyset	2x32	-	1x6	-	10 (40)A 2x220V	10 (40)A
15 kVA-2 \emptyset	2x48		1x6		10 (40)A 2x220v	10(40)A

Cables de energía

Los conductores de conexión del tipo NYY de cobre.

Puesta a tierra

Cuentan con puesta a tierra del tipo PAT-2, el conductor de cobre se conectó al borne del neutro de AT, al borne del neutro de BT y la carcasa. Los electrodos son de 2,4 m y de 16 mm ϕ , y el conductor de bajada de cobre es de 16 mm², los pozos de puestas a tierras llevan caja registro de concreto y la unión varilla \emptyset 16mm y conductor de Cu 16 mm² fue con accesorios de fijación y conexión.

Los valores máximos de la resistencia de puesta tierra en las subestaciones de distribución, son menores a 25 Ohm con la que se garantiza que las tensiones de toque serán menores a 25 V.

h1.- Conformidad del Punto de Alimentación del Concesionario

Para el suministro de energía eléctrica se considero los puntos de alimentación proporcionado por Electro Surte Este S.A.A las mismas tomados en cuenta durante la Operación Experimental el proyecto implementado.

h.2.- Calificación Eléctrica

La calificación eléctrica se obtuvo de la relación entre la máxima demanda de potencia y el número de abonados domésticos, cuyos valores se muestran a continuación:

- Localidades tipo I: Para este tipo de localidades se ha considerado una calificación eléctrica de 400 W/lote.
- Cargas de Uso General: Las cuales pueden ser colegios, escuelas, Pronoei, centros de salud, postas médicas, locales comunales, oficinas comunales, capillas e iglesias.
- Para el caso de centros de salud, posta médica y colegio se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote.
- Para el caso de escuelas, locales comunales, oficinas comunales, capillas e iglesias, se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote y
- Para el centro de educación inicial o pronoei se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote.

- Para el alumbrado público se consideró el uso de lámpara de vapor de sodio de 70 W, adicionalmente, se consideró las pérdidas en los equipos auxiliares de 11,6 W, por lo tanto, la potencia asignada a cada punto de iluminación fue de 0,0816 Kw.

h.3.- Características eléctricas del sistema

Las localidades vecinas cuentan con suministro monofásico las redes de servicio particular y alumbrado público, tienen las siguientes características particulares del sistema:

Sistema	: Trifásico con neutro corrido y rígidamente
puesto a	tierra.
Conductor	: Autoportante de aluminio aislado
Neutro portante	: Aleación de aluminio desnudo, función
mecánica y eléctrica	
Tensión nominal red	: 380/220 V.
Frecuencia nominal	: 60 Hz.
Altitud	: 100 a 200 m.s.n.m.

La tensión de servicio de las cargas monofásicas de servicio particular y de alumbrado público son de 220 V medida entre un conductor de fase y el neutro.

h.4.- Demanda de potencia de cargas de servicio particular

La calificación eléctrica de servicio particular se ha determinado analizando tipo de localidades y teniendo en cuenta y los valores establecidos en la Norma DGE RD031-2003-MEM.

Para la clasificación de localidades se ha tenido en cuenta su grado de desarrollo socioeconómico, acceso a las vías de comunicación y configuración urbana, entre otros, y con estas premisas se ha clasificado en localidades de tipo I.

Localidades tipo I: son grupos de viviendas situadas en zonas rurales que presentan una configuración urbana. La calificación asignada es de 400 W por lote.

El factor de simultaneidad será de (F.S.) 0, 5.

h.5.- Cargas de alumbrado público

Las localidades que presentan configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles, tienen carga de alumbrado público. Pero están restringidas a la plaza principal, calles importantes y en la ubicación de las subestaciones d

LAMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO

Tipo de Lámpara	Potencia (W)	Pérdidas (W)	Potencia Total (W)
Vapor de Sodio	70	11.6	81.6

El factor de simultaneidad para alumbrado público es FS = 1.

h.6.- Cargas especiales

La calificación eléctrica para las cargas especiales ha sido determinada por tipo de carga y teniendo en cuenta el grado de desarrollo socioeconómico de las localidades de los distritos de Imaza y Nieva. En los planos de redes secundarias se muestra máxima demanda para los diferentes tipos cargas particulares.

i.- Caída de tensión

La caída máxima de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no deberá exceder el 7,0% de la tensión nominal, es decir:

- Redes 380/220 V : 19V
- Redes 220 V : 11V

1- Factor de Potencia (Cos ϕ)

- Para cargas de servicio particular : 1,00
- Para cargas de alumbrado público : 0,90

2- Factor de simultaneidad

- Cargas de servicio particular : 0,5
- Cargas de alumbrado público : 1,00

j.- Resistencia de puesta a tierra

El valor de la resistencia de puesta tierra del conductor neutro en los puntos más desfavorables, estando conectado todo el sistema de puesta a tierra, no deberá superar los siguientes valores:

Sistema monofásico 380/220 V : 25 Ohm

La puesta a tierra consta básicamente en un electrodo PAT-1 enterrado, según detalle mostrado en los armados típicos y en los planos de diseño.

k.- Características Del Equipamiento

Postes

Se utilizaron postes de madera de 8 metros clase 7 y 11 metros clase 6 para zonas inaccesibles, que cumplan con las características mecánicas establecidas en las especificaciones técnicas del proyecto.

Conductor

El conductor utilizado en la RS es autoportante con neutro de aleación de aluminio de 25mm², siendo los conductores de fase de aluminio forrado de 16, 25 y 35 mm².

Retenidas y Anclajes

Las retenidas y anclajes se instalaron en las estructuras de ángulo, terminal y retención con la finalidad de compensar las cargas mecánicas que las estructuras no puedan soportar.

El ángulo que forma el cable de retenida con el eje del poste no es menor de 30°.

Las retenidas están compuestas por los siguientes elementos:

- Cable de acero grado SIEMENS MARTÍN de 10 mm de diámetro 7 hilos
- Varillas de anclaje con ojal-guardacabo
- Grapas paralelas provistas de 3 pernos
- Perno con ojal-guardacabo para fijación al poste
- Bloque de concreto armado.
- Aislador de tracción 54-1(adicional).
- Alambre de acero 10mm ø para entorchado

Puesta a Tierra

Las puestas a tierra están conformadas por los siguientes elementos:

- Electrodo de acero recubierto de cobre de 2,4 m, 16 mm ø
- Conductor de cobre recocido para la bajada a tierra 16 mm²
- Accesorios de conexión y fijación
- Tierra cernida o de cultivo.

Para las redes secundarias 3ø 380/220 V, la Norma DGER establece el valor 10 Ω para la resistencia del neutro a tierra, con todas las puestas a tierra-PT conectadas de BT, incluyendo la primera PT de BT de la subestación. Con ello se garantiza que cuando ocurre una falla a tierra en

una de las fases, la tensión fase-neutro no debe superar la tensión de 250 V (desplazamiento del neutro).

Con las consideraciones mencionadas, el sistema a utilizar será el tipo PAT-1, y su ubicación son:

- = Cada 200 metros
- = En los puntos de derivación y en las últimas estructuras de las redes secundarias.

Material de Ferretería

Todos los elementos de hierro y acero, tales como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, son galvanizados en caliente a fin de resistir contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos han sido definidas sobre la base de las cargas a las que estarán sometidas.

Conexiones Domiciliarias

Las conexiones domiciliarias son aéreas, compuestas de cable concéntrico con conductor de cobre de 2x4 mm², Armella tirafondo de 6 mm de diám. x50 mm. , Tubo de protección de AG de 19mm x 1,5mm x 2,5m y 19mm x 1,5mm x 4,0m , El templador fabricado de fierro galvanizado en caliente, Medidor Monofásico de Energía Activa, tipo Electrónico con Micro Procesador de 220V;10-40A;60Hz,Clase 1 y Caja Portamedidor.

Subestaciones De Distribución

Se implementó con un total de 32 subestaciones de distribución:

Tabla 2: Distribución de transformadores por localidades

IT M	Nº Loc.	Localidad	Distrito	Provincia	5kVA 22.9kV	10kV A 22.9k V	15kV A 22.9 kV
1	1	Asillo Alta	Abancay	Abancay		1	
2	2	Asillo Baja	Abancay	Abancay	1		
3	3	Atumpata Alta	Abancay	Abancay		1	
4	4	Ayaorcco	Abancay	Abancay			1
5	5	Aymas Alto	Abancay	Abancay		1	
6	6	Castillo Pata	Abancay	Abancay	1		
7	7	Chacabamba	Abancay	Abancay	1		
8	8	Condado	Abancay	Abancay	1		

9	10	Huarmipampa	Abancay	Abancay	1		
10	11	Humaccata	Abancay	Abancay			
11	13	Imponeda	Abancay	Abancay	1		
12	14	Imponeda Baja	Abancay	Abancay	1		
13	16	Llañucancha Alta	Abancay	Abancay	13.2kV 1		
14	17	Llañucancha Baja	Abancay	Abancay		13.2k V 1	
15	19	Molinopata Baja	Abancay	Abancay	2		2
16	20	Moyoc Corral Baja	Abancay	Abancay		1	1
17	21	Pachachaca	Abancay	Abancay	13.2kV 1	13.2k V 1	
18	23	Puruchacca	Abancay	Abancay	1		
19	26	Ranrayoc	Abancay	Abancay	1		
20	28	San Gabriel	Abancay	Abancay	1		
21	30	Trujipata	Abancay	Abancay	2	1	
22	34	Cruzpata	Huancarama	Andahuaylas	13.2kV 1		
23	40	Pariapucara	Huancarama	Andahuaylas	1		
24	45	Ochuyllulu	Kishuara	Andahuaylas	1		
25	46	Oyocchuacho	Kishuara	Andahuaylas	13.2kV 1		
26	50	Ccochapata	Pacobamba	Andahuaylas	13.2kV 1		
27	56	Pantillay	Abancay	Abancay			
					21	7	4

Totales de transformadores Instalados

De 5 kVA - 22.9 kV 16 unidades
De 5 kVA - 13.2 kV 05 unidades
De 10 kVA - 22.9 kV 05 unidades
De 10 kVA - 13.2 kV 02 unidades
De 15 kVA - 22.9 kV 04 unidades

Total

32 unidades

Subestaciones existentes

11	HUMACCATA	Abancay	Abancay	15kVA-1U	25kVA-1U.	
56	PANTILLAY	Abancay	Abancay	15KVA-1U		

a. Equipos de protección

Seccionador fusible Tipo Cut Out, 27/38 kV, 150 kV-BIL, 100 A.

Pararrayós Oxido Metálico 21 kV clase distribución.

b. Los tableros de distribución

Son los adecuados y de acuerdo a la configuración y potencia de cada subestación (considerando la sobrecarga permisible), llevan dos contadores de energía (totalizador y para AP), los circuitos para servicio particular y alumbrado público es con interruptores termomagnéticos del tipo miniatura, el control del alumbrado público es con fotocelda. El equipamiento de los tableros es el siguiente:

Equipamiento de tableros de distribución

Transformador	Int. Termomagnético (A)			Transf. Corriente	Contador de Energía	
	C-1	C-2	AP		Totalizador	AP
5 kVA-2ø	2x16	-	1x6	-	10 (40)A 2x220V	10 (40)A
10 kVA-2ø	2x32	-	1x6	-	10 (40)A 2x220V	10 (40)A
15 kVA-2ø	2x48		1x6		10 (40)A 2x220v	10(40)A

c. Cables de energía

Los conductores de conexión del tipo NYY de cobre.

d. Puesta a tierra

Cuentan con puesta a tierra del tipo PAT-2, el conductor de cobre se conectó al borne del neutro de AT, al borne del neutro de BT y la carcasa. Los electrodos son de 2,4 m y de 16 mm ϕ , y el conductor de bajada de cobre es de 16 mm², los pozos de puestas a tierras llevan caja registro de concreto y

la unión varilla $\varnothing 16\text{mm}$ y conductor de Cu 16 mm^2 fue con accesorios de fijación y conexión.

Los valores máximos de la resistencia de puesta tierra en las subestaciones de distribución, son menores a 25 Ohm con la que se garantiza que las tensiones de toque serán menores a 25 V.

2.2.13 Conformidad del Punto de Alimentación del Concesionario

Para el suministro de energía eléctrica se considero los puntos de alimentación proporcionado por Electro Surte Este S.A.A las mismas tomados en cuenta durante la Operación Experimental el proyecto implementado.

2.2.13.1 Calificación Eléctrica

La calificación eléctrica se obtuvo de la relación entre la máxima demanda de potencia y el número de abonados domésticos, cuyos valores se muestran a continuación:

- Localidades tipo I: Para este tipo de localidades se ha considerado una calificación eléctrica de 400 W/lote.
- Cargas de Uso General: Las cuales pueden ser colegios, escuelas, Pronoei, centros de salud, postas médicas, locales comunales, oficinas comunales, capillas e iglesias.
- Para el caso de centros de salud, posta médica y colegio se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote.
- Para el caso de escuelas, locales comunales, oficinas comunales, capillas e iglesias, se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote y
- Para el centro de educación inicial o pronoei se ha asignado una calificación eléctrica de 500 W/lote.

- Para el alumbrado público se consideró el uso de lámpara de vapor de sodio de 70 W, adicionalmente, se consideró las pérdidas en los equipos auxiliares de 11,6 W, por lo tanto, la potencia asignada a cada punto de iluminación fue de 0,0816 Kw.

2.2.13.2 Características eléctricas del sistema

Las localidades vecinas cuentan con suministro monofásico las redes de servicio particular y alumbrado público, tienen las siguientes características particulares del sistema

Sistema puesto a	:	Trifásico con neutro corrido y rígidamente tierra.
Conductor	:	Autoportante de aluminio aislado
Neutro portante mecánica y eléctrica	:	Aleación de aluminio desnudo, función
Tensión nominal de la red	:	380/220 V.
Frecuencia nominal	:	60 Hz.
Altitud	:	100 a 200 m.s.n.m.

La tensión de servicio de las cargas monofásicas de servicio particular y de alumbrado público son de 220 V medida entre un conductor de fase y el neutro.

2.2.13.3 Demanda de potencia de cargas de servicio particular

La calificación eléctrica de servicio particular, se ha determinado analizando tipo de localidades y teniendo en cuenta y los valores establecidos en la Norma DGE RD031-2003-MEM.

Para la clasificación de localidades se ha tenido en cuenta su grado de desarrollo socioeconómico, acceso a las vías de comunicación y configuración urbana, entre otros, y con estas premisas se ha clasificado en localidades de tipo I.

Localidades tipo I: son grupos de viviendas situadas en zonas rurales que presentan una configuración urbana. La calificación asignada es de 400 W por lote.

El factor de simultaneidad será de (F.S.) 0, 5.

2.2.13.4 Cargas de alumbrado público

Las localidades que presentan configuración urbana definida, compuesta de plaza y calles, tienen carga de alumbrado público. Pero están restringidas a la plaza principal, calles importantes y en la ubicación de las subestaciones de distribución.

Las lámparas de alumbrado instalados tienen las características que se muestra en el siguiente cuadro.

LAMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO

Tipo de Lámpara	Potencia (W)	Pérdidas (W)	Potencia Total (W)
Vapor de Sodio	70	11.6	81.6

El factor de simultaneidad para alumbrado público es FS = 1.

2.2.13.5 Cargas especiales

La calificación eléctrica para las cargas especiales ha sido determinada por tipo de carga y teniendo en cuenta el grado de desarrollo socioeconómico de las localidades de los distritos de Imaza y Nieva. En los planos de redes secundarias se muestra máxima demanda para los diferentes tipos cargas particulares.

2.2.13.6 Caída de tensión

La caída máxima de tensión entre la subestación de distribución y el extremo terminal más alejado de la red no deberá exceder el 7,0% de la tensión nominal, es decir:

- Redes 380/220 V : 19V
- Redes 220 V : 11V

2.2.13.7 Factor de Potencia (Cos ϕ)

- Para cargas de servicio particular : 1,00
- Para cargas de alumbrado público : 0,90

2.2.13.8 Factor de simultaneidad

- Cargas de servicio particular : 0,5
- Cargas de alumbrado público : 1,00

2.2.13.9 Resistencia de puesta a tierra

El valor de la resistencia de puesta tierra del conductor neutro en los puntos más desfavorables, estando conectado todo el sistema de puesta a tierra, no deberá superar los siguientes valores:

Sistema monofásico 380/220 V : 25 Ohm

La puesta a tierra consta básicamente en un electrodo PAT-1 enterrado, según detalle mostrado en los armados típicos y en los planos de diseño.

2.2.13.10 Características Del Equipamiento

Postes

Se utilizaron postes de madera de 8 metros clase 7 y 11 metros clase 6 para zonas inaccesibles, que cumplan con las características mecánicas establecidas en las especificaciones técnicas del proyecto.

Conductor

El conductor utilizado en la RS es autoportante con neutro de aleación de aluminio de 25mm², siendo los conductores de fase de aluminio forrado de 16, 25 y 35 mm².

Retenidas y Anclajes

Las retenidas y anclajes se instalaron en las estructuras de ángulo, terminal y retención con la finalidad de compensar las cargas mecánicas que las estructuras no puedan soportar.

El ángulo que forma el cable de retenida con el eje del poste no es menor de 30°.

Las retenidas están compuestas por los siguientes elementos:

- Cable de acero grado SIEMENS MARTÍN de 10 mm de diámetro 7 hilos
- Varillas de anclaje con ojal-guardacabo
- Grapas paralelas provistas de 3 pernos
- Perno con ojal-guardacabo para fijación al poste
- Bloque de concreto armado.
- Aislador de tracción 54-1(adicional).
- Alambre de acero 10mm ø para entorchado

Puesta a Tierra

Las puestas a tierra están conformadas por los siguientes elementos:

- Electrodo de acero recubierto de cobre de 2,4 m, 16 mm ø
- Conductor de cobre recocido para la bajada a tierra 16 mm²
- Accesorios de conexión y fijación
- Tierra cernida o de cultivo.

Para las redes secundarias 3 ϕ 380/220 V, la Norma DGER establece el valor 10 Ω para la resistencia del neutro a tierra, con todas las puesta a tierra-PT conectadas de BT, incluyendo la primera PT de BT de la subestación. Con ello se garantiza que cuando ocurre una falla a tierra en una de las fases, la tensión fase-neutro no debe superar la tensión de 250 V (desplazamiento del neutro).

Con las consideraciones mencionadas, el sistema a utilizar será el tipo PAT-1, y su ubicación son:

- ▣ Cada 200 metros
- ▣ En los puntos de derivación y en las últimas estructuras de las redes secundarias.

Material de Ferretería

Todos los elementos de hierro y acero, tales como pernos, abrazaderas y accesorios de aisladores, son galvanizados en caliente a fin de resistir contra la corrosión. Las características mecánicas de estos elementos han sido definidas sobre la base de las cargas a las que estarán sometidas.

Conexiones Domiciliarias

Las conexiones domiciliarias son aéreas, compuestas de cable concéntrico con conductor de cobre de 2x4 mm², Armella tirafondo de 6 mm de diám. x50 mm. , Tubo de protección de AG de 19mm x 1,5mm x 2,5m y 19mm x 1,5mm x 4,0m , El templador fabricado de fierro galvanizado en caliente, Medidor Monofásico de Energía Activa, tipo Electrónico con Micro Procesador de 220V;10-40A;60Hz,Clase 1 y Caja Portamedidor.

III.- VARIABLES E HIPOTESIS

Las variables que definen el modelo de la presente investigación quedan definidas en los siguientes términos.

3.1 Variables de la investigación

- a. Variable X= Requerimiento y elaboración de un expediente técnico con uso de Líneas Primarias con retorno por tierra, optimizando el Sistema Eléctrico de las localidades de Abancay II Etapa.
- b. Variable Y= Uso de estructuras, Subestaciones, transformadores, sistema de protección, con nuevas tecnologías para sistemas rurales

- c. Variable Z= Resultado de valores de inversión, flujo de costos, en diferentes niveles de tensión

3.1.1 Variable independiente

X= Consideraciones de un Expediente técnico de ingeniera con optimización del Sistema Eléctrico para Abancay II Etapa.

3.1.2 Variable dependiente

Y= Identificación de cantidad de equipos en diferentes niveles de tensión.

Variable interviniente

Z= uso de software técnico – económico, para sistemas eléctricos.

3.2 Operacionalización de variables

Indicadores

X1= Falta de un Estudio de Ingeniería eléctrica con mínima inversión económica

X2= No se conoce la Máxima Demanda Eléctrica del sistema eléctrico

X3= Las Leyes y Normas Eléctricas deberán actualizarse, con las consideraciones para sistemas de Puesta a Tierra

X4= Falta de conocimiento de efectos por retorno de corriente por tierra

X5= Desconocimiento de Programas de ejecución de obras de L.P. por parte de los pobladores

Y1= Aumento impactos ambientales negativos al no contar con energía eléctrica

Y2= Aumento de enfermedades por no contar con antivirales

Y3= Residuos generados durante la ejecución

Y4= Programa de Monitoreo Ambiental

Y5= Plan de Contingencia

- Z1=** Selección de alternativas para suministro de energía eléctrica
- Z2=** Análisis a precios privados
- Z3=** Análisis a precios sociales
- Z4=** Análisis de Sensibilidad
- Z5=** Análisis de Sostenibilidad

Para demostrar y comprobar la Hipótesis, se operará las variables e indicadores, como:

3.3 Hipótesis General e hipótesis Específicas

Mientras menor sea la inversión en instalación de Líneas Primarias, las redes primarias y redes secundarias, en sistemas eléctricos rurales, se obtiene la OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO ABANCAY II ETAPA, sobre la base de tecnología de transmisión de energía con un solo conductor, menor esfuerzo en estructuras, mayor distancia de seguridad.

IV- METODOLOGÍA

Se ha alcanzado los objetivos, al explicar y, demostrar mediante medrado valorizado, la solución al problema objeto de estudio formulado en la hipótesis, se desarrollará las actividades sobre la aplicación de tecnología recientes.

Tecnologías Recientes

El presente estudio tiene como objetivo realizar el análisis de Líneas Primarias, Redes Primarias, Redes Secundarias, Acometidas Domiciliarias y Subestaciones, con transmisión de energía eléctrica con un solo conductor

4.1 Tipo de investigación

En el presente trabajo se han realizado actividades de estudio, los cuales corresponde al tipo: Investigación Científica, Aplicada-Transversal, en la cual se realizaron la aplicación de tecnología reciente, deduciéndose que es Experimental – Tecnológico, iniciándose el mes de Enero del año 2017 y cuyo término será en Diciembre del año en curso.

4.2 Diseño de la investigación

Se realizó por etapas o pasos, considerando el suministro de energía eléctrica, mediante el Sistema Eléctrico con Retorno por Tierra, la cual es una tecnología reciente, con menor inversión.

4.3 Población y muestra.

Se aplicó los conocimientos técnicos y económicos, los cuales han sido necesarios han sido necesario para tomar el criterio Optimización en Líneas Primarias, Redes Primarias y Redes Secundarias motivando de esta manera encuestas a personas de las localidades rurales que van a tener energía eléctrica por primera vez, como se indica en matrices desarrolladas.

En consideración a los estudios realizados, se alcanza los objetivos para probar, explicar y demostrar la hipótesis formulada; por lo que será necesario aplicar también las técnicas estadísticas determinándose el tamaño de la muestra de la población bajo muestreo de dichos usuarios, en las unidades de medida con los límites de confianza en función de la Distribución Normal Estándar.

4.3.1 Características.

Para el presente análisis no se tomará en consideración la altura de las personas, el tipo de sexo y edad.

4.3.2 Delimitación.

- Se ha considerado para el análisis de estudio la delimitación de las 27 localidades, así como las coordenadas UTM, los cuales se reflejan en cada uno de los planos del sistema eléctrico optimizado

4.3.3 Ubicación y espacio.

La ubicación y espacio estará definida por áreas de influencia directa e indirecta, los cuales se detallan:

El Área de Influencia tendría dos niveles: el primero que corresponde a la zona donde se podrían producir los impactos directos producto de las actividades de desmontaje y retiro de las obras y un segundo nivel donde se producen los eventos de impacto indirecto, generado por actividades sinérgicas o conjuntas en el momento de desmontaje y/o retiro de las instalaciones.

El área de influencia está integrada por:

- ❖ Área de Influencia Directa (AID)
- ❖ Área de Influencia Indirecta (AII)

Esta subdivisión permite tener una mayor comprensión y facilidad de análisis de la situación del área de estudio

a. Área de Influencia Directa (AID)

El Área de Influencia Directa corresponde a las localidades que se encuentran consideradas para obtener el suministro de energía eléctrica.

b. Área de Influencia Directa (All)

El Área de Influencia Indirecta (All) es el espacio físico en el que se manifiestan las derivaciones o punto de conexión a líneas eléctricas existentes.

4.3.4 Tamaño de la muestra

Se realizará preguntas de dolencia o afectación a los pobladores, con proximidad a las instalaciones eléctricas ya indicadas.

a. El diseño de la muestra probabilística

El diseño de la muestra probabilística a emplear es por sectores, ya que se ha tomado una fracción del total de pobladores, debido a que el inicio y final de cada localidad en estudio se encuentran en diferentes puntos geográficos.

b. Muestra Numérica

Para determinar la muestra numérica de una población infinita se tomará como universo a las personas que viven y circundan cerca de las localidades consideradas en el presente expediente, que por razones de desplazamiento para trabajo, estudio, visita u otros motivos se aproximan a estas futuras instalaciones eléctricas, siendo estos pobladores seleccionados de los sectores indicadas anteriormente, con un valor estimado de 400 personas

c. Muestra Inicial.

Por ser una magnitud de población nacional y heterogénea con diversos sectores geográficos, sociales, económicos, educativos,

etc., la muestra a seleccionar se realizará por el método muestreo por racimos, aplicando la fórmula:

$$n = z^2 \frac{pq}{E^2}$$

$$p + q = 1.0 \text{ ó } 100\%$$

Dónde:

n = Tamaño de la muestra inicial

z = Límite de confianza para generalizar los resultados.

P = Campo de variabilidad de aciertos ó éxitos.

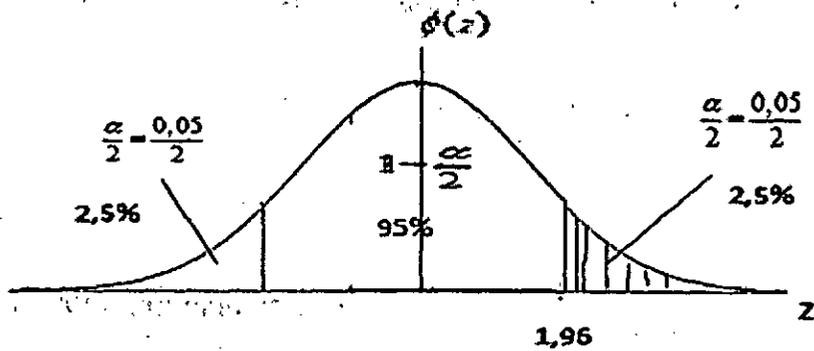
Q = Campo de variabilidad de desaciertos o fracasos.

E = Nivel de precisión para generalizar los resultados.

Relacionando los términos estadísticos con los instrumentos de recolección de datos para la determinación del tamaño de la muestra inicial con el 95% de límite de confianza y 5% de límite de desconfianza (error), ($p + q = 95 \% + 5 \% = 100 \%$).

Los valores considerados serán extraídos de la Tabla: "Distribución Normal Estándar de Áreas Bajo la Curva"¹⁴ tipificada de cero a zeta (0 a "2", encontramos el valor de $z = 1.96$ para los campos de variabilidad estimamos:

Figura N° 4.1
DISTRIBUCIÓN NORMAL ESTÁNDAR



Fuente UOC Proyecto e-Math Financiado por la Secretaria de Estado de Educación y Universitaria (MECD). Autor Angel A. Juan

Donde:

$$z = 1.96$$

$p = 0.60$ para los aciertos o éxitos

$q = 0.40$ para los errores o fracasos

$$E = 0.06$$

Reemplazando valores, tenemos:

$$n = \frac{(1.96)^2 (0.60)(0.40)}{(0.06)^2} = 256.106 \cong 256 \text{ pobladores}$$

La muestra a considerar para llevar adelante el presente trabajo es de 256 pobladores

d. Muestra Ajustada

La muestra inicial (256) será sometida al factor de corrección finita para obtener la muestra ajustada mediante la fórmula:

$$n_0 = \frac{n}{1 + \frac{n-1}{N}} = \frac{256}{1 + \frac{256-1}{400}}$$

Dónde:

No= Muestra ajustada

n = Valor de la muestra inicial (256)

N = Población (400)

Reemplazando valores, tenemos:

$$n_0 = \frac{256}{1 + \frac{256-1}{400}} = \text{usuarios } 156.33 \approx 156$$

En este caso, sólo se investigará a 156 pobladores, que pueden ser o no usuarios y los resultados se generalizarán al número total de ellos.

e. Proporcionalidad de la muestra

Con el valor de la muestra ajustada ($n_0 = 156$), se determinará la proporcionalidad de la misma, para lo cual se deberá conocer la cantidad de la población encuestada por sectores, posteriormente se aplicará la fórmula:

$$\frac{N_h}{N}(n_0)$$

Dónde:

N_h = Sub población

N = Población

n_0 = Muestra ajustada

Sustituyendo la relación de población se obtendrá nuevos valores.

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Técnicas de recolección de datos

General. A través de este método general histórico conocemos la evolución histórica que han experimentado los seres humanos que transitan o viven sin contar con fluido eléctrico.

Específico.

- a. **Experimental.** - Durante el proceso experimental se utilizara:
Termoanemómetro para medición de parámetros meteorológicos.

Medición de la Resistividad eléctrica a lo largo de la Línea Primaria

- b. **Matematización.**- La relación de los materiales, y trabajos a realizados durante el estudio presente de líneas de Primarias permitió conocer los valores de energía requerida.

4.5. Plan de análisis estadísticos de datos

Para alcanzar los objetivos, explicar, demostrar, probar y plantear la solución al problema objeto de estudio formulado en la hipótesis, se desarrollará las actividades principales siguientes:

Acopio de las informaciones científicas tecnológicas referentes a los sistemas eléctricos aplicados a nivel mundial, normas y reglamentos eléctricos de distribución, afines al problema objeto de investigación

V. RESULTADOS

1. "Optimización del sistema eléctrico Abancay II etapa", es un proyecto que comprende un sistema de transmisión de energía eléctrica mediante la implementación de un tendido eléctrico con un solo conductor y neutro corrido, con el cual obtenemos ahorros en costes para la implementación.
2. El presente trabajo permite ampliar los conocimientos de los estudiantes y profesores dedicados al análisis de comparativas económicas y de viabilidad de proyecto, se toma en cuenta la matriz de generación y líneas de Transmisión.
3. Los habitantes de las 27 localidades de Abancay y Andahuaylas, beneficiados con el proyecto debido al análisis de las alternativas de generación entre la opción energía solar e hidráulica, no solo se optó por la más económica sino por la más eficiente, brindando 24 horas de servicio ininterrumpido y no restringido a unas pocas horas del día.

VI. DISCUSION DE RESULTADOS

6.1 Contratación de la Hipótesis con los Resultados.

En el presente trabajo se planteó una hipótesis general:

Mediante OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO ABANCAY II ETAPA, sobre la base de tecnología de transmisión de energía con un solo conductor, menor esfuerzo en estructuras, mayor distancia de seguridad

Contraste: Mediante el análisis, valor referencial de estudio de ingeniería definitiva es posible concluir que se logrará optimización de recursos, con menor esfuerzo para abastecer la demanda exigida y proyectada para la población de las 27 localidades en las provincias de Abancay y Andahuaylas.

VII. CONCLUSIONES

1. Se llegará a dotar de energía eléctrica permanente y confiable las 24 horas del día a 995 usuarios y a una población de 4300 habitantes en las provincias de Abancay y Andahuaylas pertenecientes al departamento de Apurímac, lógicamente se apreciará de inmediato una mejor calidad de vida para los pobladores en comparación con la actualidad, un cambio por demás favorable para todas estas familias.
2. Se podrá contribuir con el desarrollo socio económico a fin de mitigar la pobreza, mejorar la calidad de Vida y desincentivar la migración del campo a la ciudad.
3. Mediante la IMPLEMENTACION DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA se dotará de energía eléctrica a 27 localidades lo cual mejorara la tecnología y se podrán crearan puestos de trabajo.
4. Los pobladores de las 27 localidades podrán tener acceso a capacitación técnica y adecuada de los pobladores para la utilización, control y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural para el correcto funcionamiento de estos sistemas y puedan cumplir de esta manera con su ciclo de vida útil. De esta forma los pobladores pondrán en práctica los conocimientos obtenidos en mantenimiento y poder desempeñarse si ellos lo desean como técnicos en mantenimiento de sistemas de electrificación rural.
5. Se podrá brinda muchas oportunidades de desarrollo local frenando en gran medida la migración rural a urbana, mejorar la situación social - económico, ampliando la frontera eléctrica y permitiendo el

acceso a energía eléctrica. De esta manera contribuiremos, también, a minimizar los impactos socioculturales de la migración rural.

6. Analizando las dos alternativas, se concluye que la alternativa uno (1) alternativa de generación hídrica convencional brinda mejores características de uso para las 27 localidades de Andahuaylas y Abancay, visto desde el punto de vista económico ya que como sabemos una menor inversión conlleva a la realización de y éxito de este proyecto.

VIII. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda elegir la Alternativa 1 IMPLEMENTACION DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA con línea y redes convencionales ya que nos garantiza energía eléctrica las 24 horas del día y la inversión es menos costosa que la Alternativa 2 con Módulos Fotovoltaicos que es de mayor costo y brinda solo horas de energía eléctrica.
2. Se recomienda seguir programas basándose en el mercado, evitando subsidios continuos para así establecer metas para la recuperación de costos y normas mínimas de calidad del servicio con el fin de asegurar la satisfacción del usuario.

3. En el proceso actual de descentralización, se recomienda al Estado promover la Inversión privada en la electrificación rural.
4. Las enseñanzas recogidas del diseño y la implantación de programas de electrificación convencionales pueden aplicarse a los nuevos programas de electrificación mediante energía solar, si se quiere que estos programas alcancen el nivel de autosuficiencia necesario para ingresar al mercado comercial.
5. Se recomienda conservar la armonía con la naturaleza esto se puede lograr con el uso de postes de madera la vista que han tenido hasta el momento los pobladores de las 27 localidades del Sistema Eléctrico no se verá afectada en su totalidad ya que esta guardara armonía al utilizarse postes de madera.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. DAMAS NIÑO, Marcelo Nemesio. "Guía para la presentación de proyectos de investigación y tesis de pregrado FIEE - UNAC" Pp. 42. Callao Perú. 2012.
2. Ley N° 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento D.S. N° 009-93-EM".
3. Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas" vigente al 16.01.2015.
4. Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 111-2013-MEM/DM
5. Decreto Supremo N° 002-2008-MINAM "Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Agua".
6. Decreto Supremo N° 003-2008-MINAM y D.S. N° 074-2001-PCM "Estándares de Calidad Ambiental para Aire".
7. Decreto Supremo N° 085-2003-PCM "Estándares Nacionales para Ruido Ambiental".

X. ANEXOS:

Matriz de consistencia

Los componentes básicos de la Matriz de Consistencia en esta investigación aplicada son:

- Título
- Problema: General y Específico
- Objetivos: General y Específico
- Hipótesis
- Variables
- Método

TITULO DEL PROYECTO

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>1. General. ¿En qué medida la falta de un sistema eléctrico optimizado afecta el desarrollo Rural de las 27 localidades que conforman el sistema eléctrico ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas?</p> <p>2. Especifico ¿En qué medida la falta de una comparación técnica económica afecta la mejor toma de decisión para la electrificación de la zona Rural?</p>	<p>1. General El objetivo de la presente tesis denominado "Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa" es la de dotar de energía eléctrica a 27 localidades ubicadas en las provincias de Abancay y Andahuaylas, pertenecientes al departamento de Apurímac, proporcionando energía eléctrica permanente y confiable las 24 horas del día a 995 usuarios y a una población de 4 300 habitantes.</p> <p>2. Específicos El objetivo específico es crear un instrumento de comparación técnico-económico, debido a la variedad de fuentes de energía, con los que se puede electrificar al "Sistema Eléctrico Rural Abancay II Etapa.</p>	<p>OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO ABANCAY II ETAPA, sobre la base de tecnología de transmisión de energía con un solo conductor, menor esfuerzo en estructuras, mayor distancia de seguridad y Evaluando los resultados desde el punto de vista técnico económico, para elegir la menor inversión que cumpla con las normas y reglamentos eléctricos.</p>	<p>Variable Independiente X1= Falta de Estudio de Ingeniería eléctrica con mínima inversión económica X2= No se conoce la Máxima Demanda X3= Las Leyes y Normas Eléctricas deberán actualizarse, respecto a de Puesta a Tierra X4= Falta de conocimiento de efectos por retorno de corriente por tierra X5= Desconocimiento de Programa de obras de L.P. por parte de los pobladores</p> <p>Variable dependiente Y1= Aumento impactos ambientales negativos al no contar con energía eléctrica Y2= Aumento de enfermedades por no contar con antivirales Y3= Residuos durante la ejecución Y4= Programa de Monitoreo Ambiental Y5= Plan de Contingencia</p> <p>Variable interviniente Z1= Selección de alternativas para suministro de energía eléctrica Z2= Análisis a precios privados Z3= Análisis a precios sociales Z4= Análisis de Sensibilidad Z5= Análisis de Sostenibilidad</p>	<p>Técnicas Instrumentos de recolección de datos General. A través de este método general histórico conocemos la evolución histórica que han experimentado los seres humanos que transitan o viven sin contar con fluido eléctrico.</p> <p>Específico. - a. Experimental. - Durante el proceso experimental se utilizará: -Termoanemómetro para medición de parámetros meteorológicos. - Medición de la Resistividad eléctrica a lo largo de la Línea Primaria</p> <p>b. Matemización.- La relación de los materiales, y trabajos a realizados durante el estudio presente de líneas de Primarias permitió conocer los valores de energía requerida.</p>

MATRIZ DE CONSISTENCIA

Planos y Esquemas Generales

PLANTA

ELEVACION

PERFIL

***NOTA:**

- LA ESTRUCTURA SE UTILIZO CON CABLES AISLADOS AUTOPORTANTES DE ALEACION DE ALUMINIO HASTA 25mm².
- PARA TRES O MENOS ACOMETIDAS, NO SE INSTALO LA CAJA DE DERIVACION Y LA ESTRUCTURA SE ESPECIFICARA COMO E1/S
- 8.790: SEGUN REQUERIMIENTO DE LAS REDES Y ACOMETIDAS

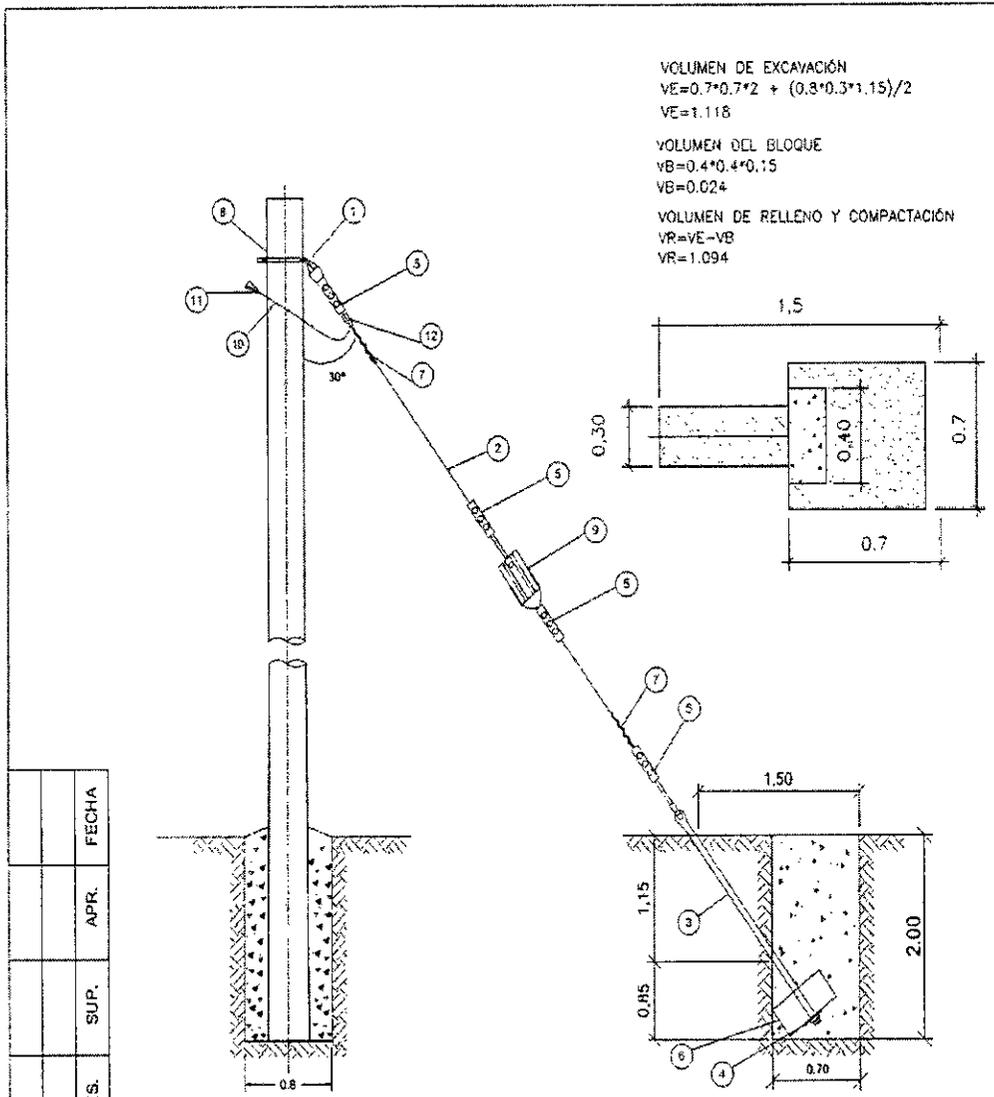
SIMBOLO	MADERA	SIMBOLO	CONCRETO
⊗		⊙	

RES.	QIB.	DESCRIPCION	E1	E1/S	E1/S
14		PERNO CON CANGHO DE 1"0", DE 16 mm ² , ± 385 mm LONG CON TUERCA Y CONTRATUERCA.	-	-	1
13		PERNO DE 1"0" DE 13 mm ² , ± 306 mm LONG PROV DE ARANDELA CUADRADA CURVA DE 57x57 mm, AGUJERO DE 13mm	-	-	1
12		ARANDELA CUADRADA CURVA DE 1"0" DE 57x57 mm, AGUJERO DE 13mm	1	1	1
11		PLATE DE ACERO INOXIDABLE DE 19 mm ANCHO, PROVISTO DE HEBILLA	1m	-	-
10		CONECTOR METALICO PARA AL 25 mm ² Ca 4-16 mm ² , PARA NEUTRO DESNUDO TIPO CUÑA	1	-	-
9		CONECTOR BIMETALICO FORJADO PARA AL 25 mm ² Ca 4-16 mm ² , FASE AISLADA, TIPO PERFORACION	1.000	-	-
8		CONDUCTOR DE CU RECOCCO, ABILAMIENTO TIPO HOY, TRIPOLAR, 3x 16 mm ² , CUBIERTA NEGRA	1.000	-	-
7		CORREA PLASTICA DE AMARRA	1	1	1
6		PORTALINEA UNIPOLAR DE 1" 0", PROVISTO DE PIN DE 16 mm ²	1.000	1.000	1.000
5		PERNO DE 1"0" DE 13 mm ² , ± 254 mm LONG PROV CON TUERCA Y CONTRATUERCA.	1	1	-
4		CAJA DE DERIVACION PARA ACOMETIDAS, SISTEMA 4-0/220 V a 220 V	1	-	-
3		PERNO CON CANGHO DE 1"0", DE 16 mm ² , ± 254 mm LONG CON TUERCA Y CONTRATUERCA.	1	1	-
2		GRAPA DE SUSPENSION ANGULAR PARA CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 25 mm ²	1	1	1
1		POSTE CONCRETO O DE MADERA TRATADA, SEGUN REQUERIMIENTO	1	1	1.000
QIB.	ITEM	DESCRIPCION	CANT.		

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA

DISEÑO	—	ELABORADO: BACH. BRAYO DIPAS, BERLY BACH. JUAREZ FLORES, GIOVANA BACH. QUISPE OSPINA, LUIS	OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA
REVISO	—	ASESORIA: ING. RAMOS TORRES, ERNESTO	REDES SECUNDARIAS ESTRUCTURA DE ALINEAMIENTO Y ANGULO PARA RED AEREA CON CONDUCTORES AUTOPORTANTES TIPO E1 - E1/S - E1/S
SUPERV.	—		
APROBO	—		
FECHA	DIC.-2017		

HQJA: 01
ESC.: S/E
N° LAMINA
001



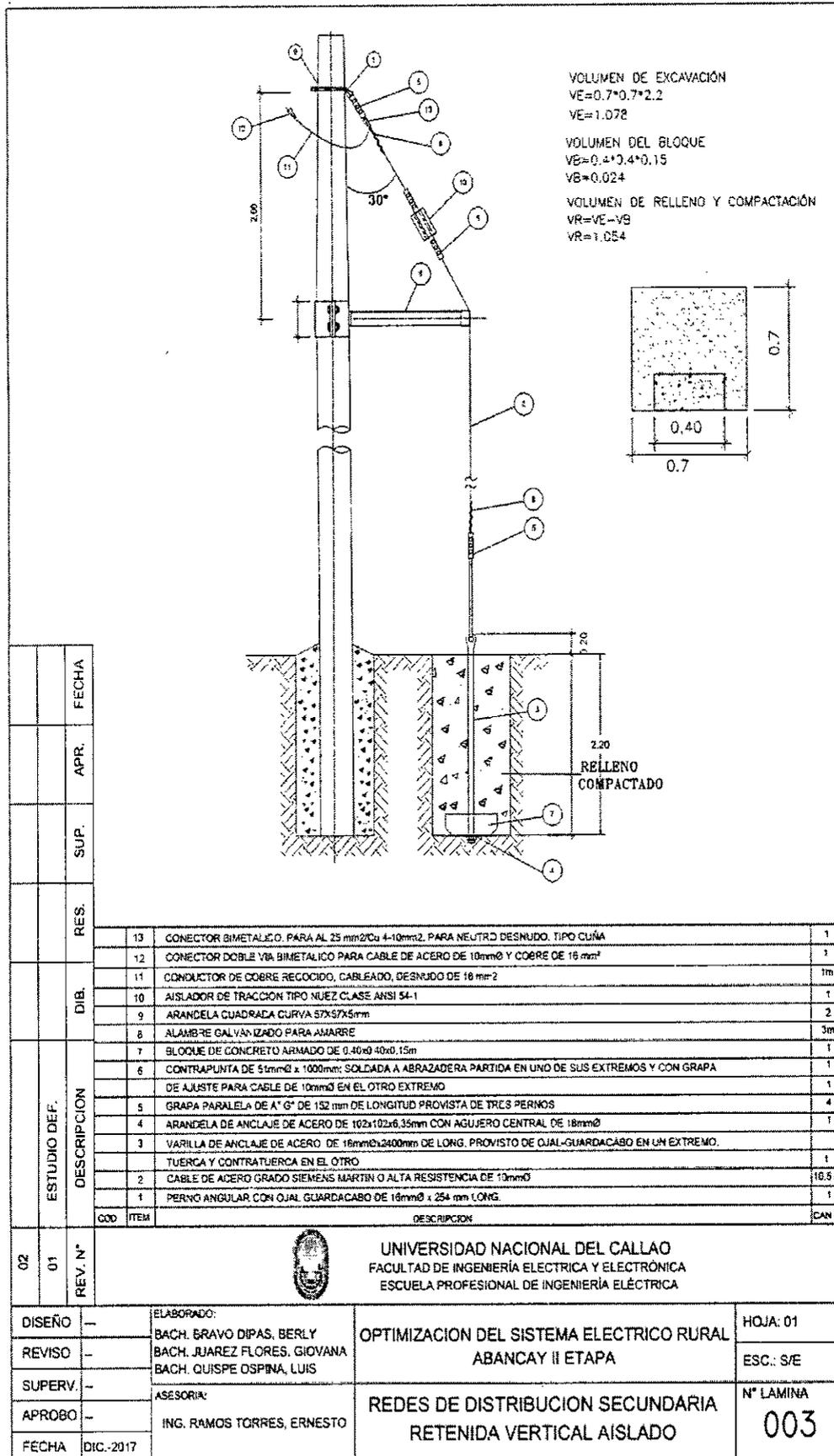
VOLUMEN DE EXCAVACIÓN
 $VE = 0.7 \times 0.7 \times 2 + (0.8 \times 0.3 \times 1.15) / 2$
 $VE = 1.118$

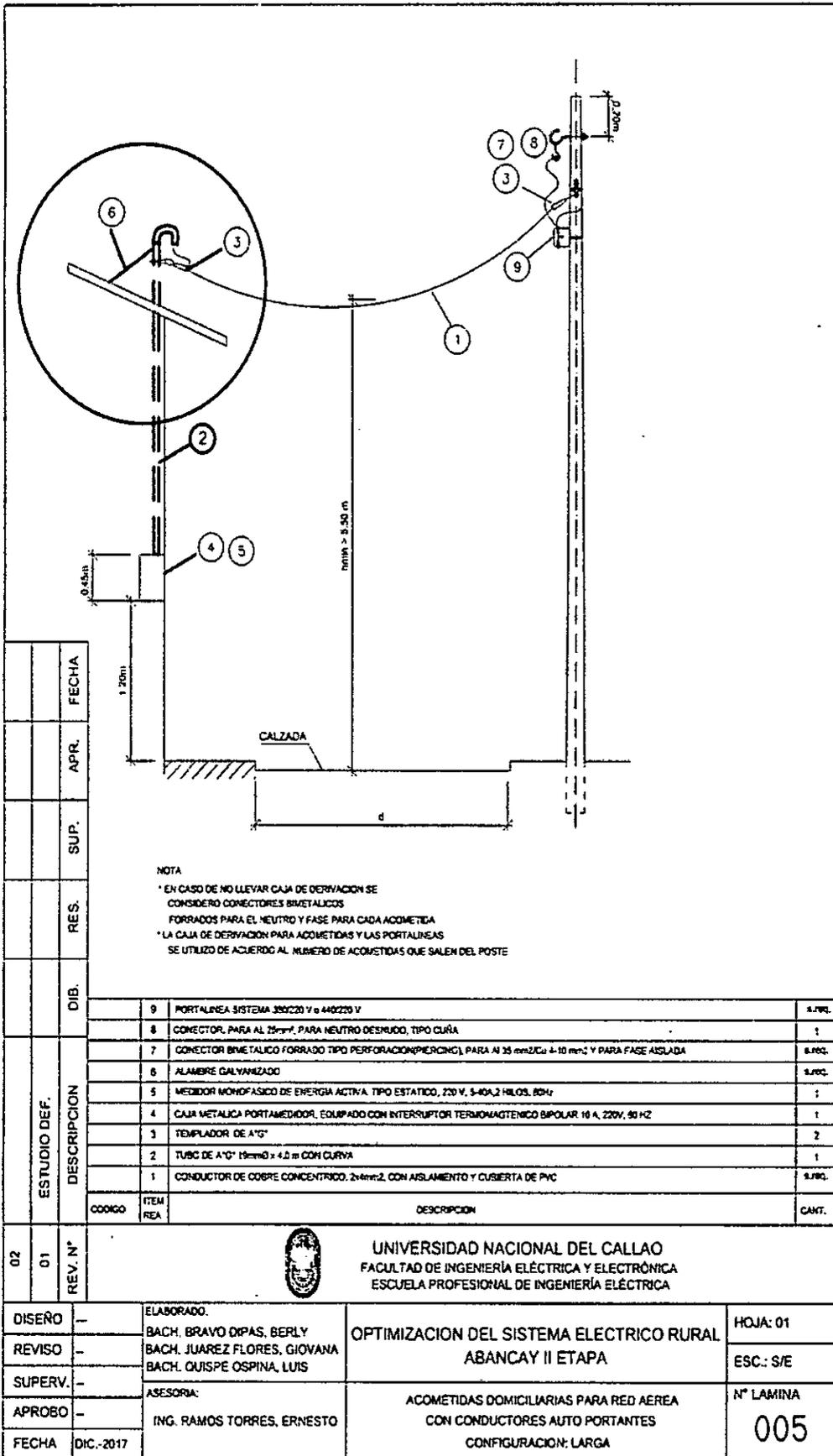
VOLUMEN DEL BLOQUE
 $VB = 0.4 \times 0.4 \times 0.15$
 $VB = 0.024$

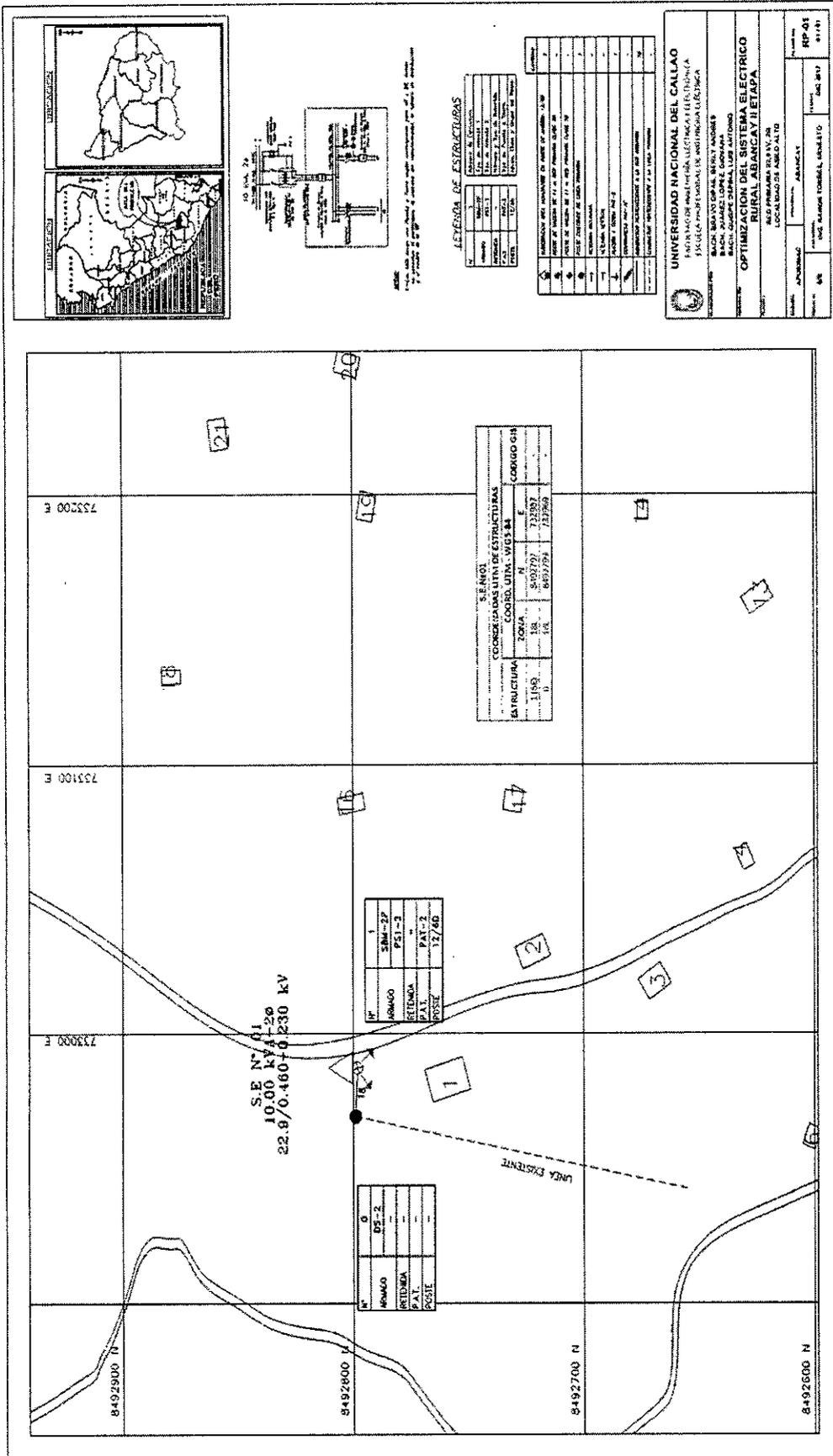
VOLUMEN DE RELLENO Y COMPACTACIÓN
 $VR = VE - VB$
 $VR = 1.094$

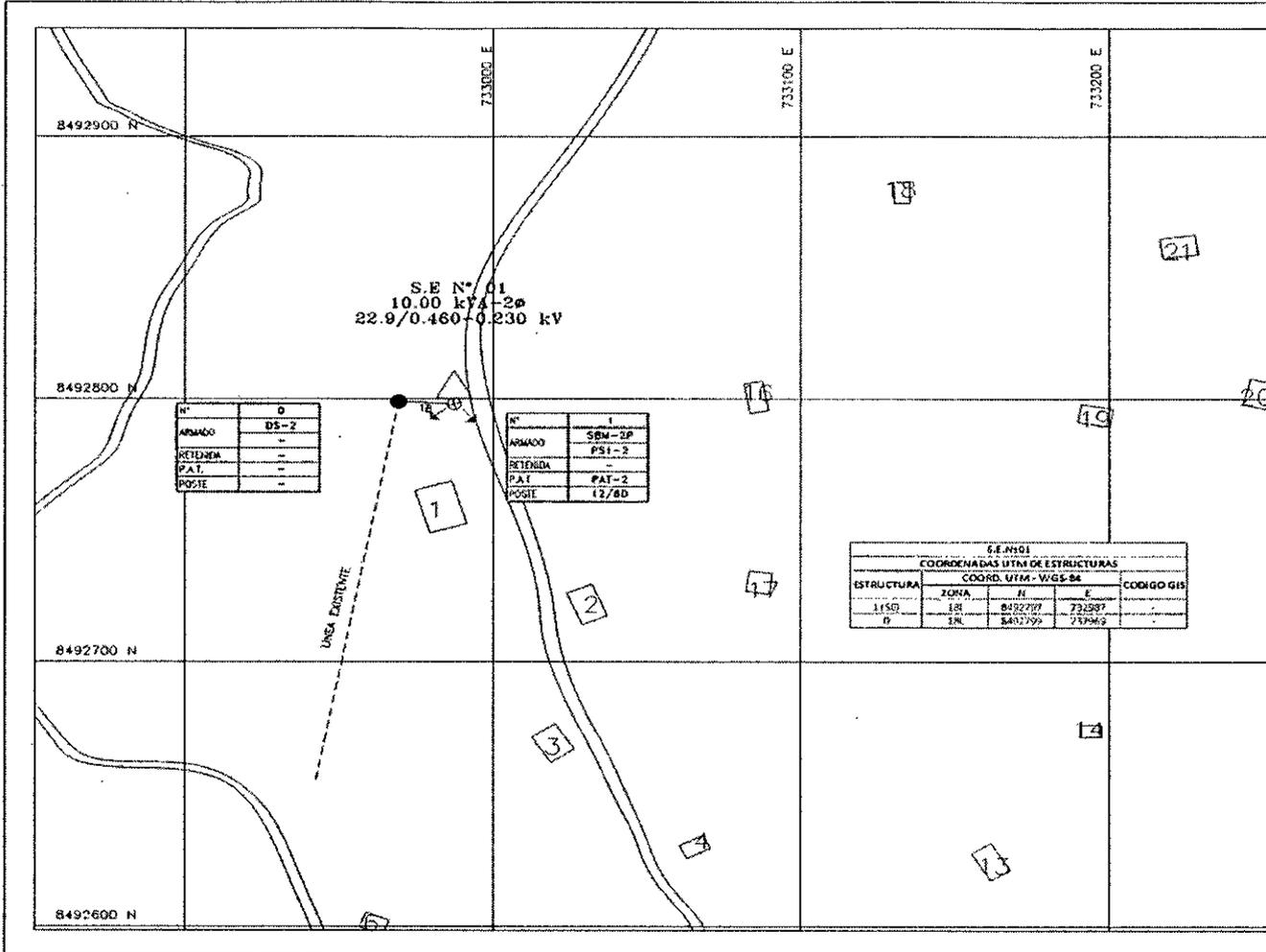
FECHA	APR.	SUP.	RES.	DIB.	DESCRIPCION	CANT.
					12 CONECTOR BIMETALICO, PARA AL 75 mm ² Cu + 10mm ² , PARA NEUTRO DESNUDO, TIPO CURVA	1
					11 CONECTOR DOBLE VIA BIMETALICO PARA CABLE DE ACERO DE 10mm ² Y COBRE DE 16 mm ²	1
					10 CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO, DESNUDO DE 16 mm ²	1m
					9 AISLADOR DE TRACCION TIPO NUEZ CLASE ANSI 54-1	1
					8 ARANDELA CUADRADA CURVA 57X57X5mm	2
					7 ALAMBRE GALVANIZADO PARA AMARRE	3m
					6 BLOQUE DE CONCRETO DE 0.40 x 0.40 x 0.15 m	1
					5 GRAPA PARALELA DE A ¹ G ¹ DE 152 mm DE LONGITUD PROVISTA DE TRES PERNOS	4
					4 ARANDELA DE ANCLAJE, DE A ¹ G ¹ , 102 x 102 x 6.35 mm, AGUJERO DE 16 mm Ø	1
					3 VARILLA DE ANCLAJE DE A ¹ G ¹ DE 16 mm Ø x 2.40 m, PROVISTO DE OJAL GUARDACABO EN UN EXTREMO,	
					TUERCA Y CONTRATUERCA EN EL OTRO	1
					2 CABLE DE ACERO GRALO SIEMENS MARTIN, DE 10 mm Ø	10.5 m
					1 PERNO ANGULAR CON OJAL GUARDACABO DE 294 mm LONG.	1
					COD. ITEM DESCRIPCION CANT.	

02	01	REV. N°	 <p>UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA</p>			
DISEÑO	-	ELABORADO:	OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTRICO RURAL ABANCAY II ETAPA		HOJA: 01	
REVISO	-	BACH. BRAVO DIPAS, BERLY BACH. JUAREZ FLORES, GIOVANA BACH. QUISPE OSPINA, LUIS			ESC.: S/E	
SUPERV.	-	ASESORIA:			N° LAMINA	
APROBO	-	ING. RAMOS TORRES, ERNESTO	REDES DE DISTRIBUCION SECUNDARIA RETENIDA INCLINADA AISLADO		002	
FECHA	DIC.-2017					









*Las 600 Voltios para Reducir a 220 Voltios, necesariamente debe ser el 100% de la potencia de la estructura de acuerdo al procedimiento de montaje de estructuras.

LEYENDA DE ESTRUCTURAS

N°	Descripción de Estructura	Simbolización
1	SBM-2P	Tray de Armado 1
2	PSI-2	Tray de Armado 2
3	PAT-2	Tray de Armado 3
4	12/8D	Tray de Armado 4

Simbolización	Descripción de Estructura	Simbolización
○	Subestación y/o subcentro de punto de entrega de energía	○
●	Centro de carga de potencia	●
□	Poste de alumbrado público	□
○	Poste existente de línea primaria	○
→	Reducción de tensión	→
→	Reducción de potencia	→
→	Reducción de corriente	→
→	Reducción de voltaje	→
→	Reducción de potencia activa	→
→	Reducción de potencia reactiva	→
→	Reducción de potencia compleja	→

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROFESOR: BACH. BRAND OPIAS, BERYL ANOREA
BACH. AGUIRRE LOPEZ, GIOVANA
BACH. GARCÍA GÓMEZ, LUIS ANTONIO

PROYECTO: OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL ABANCAY BETAFA

PLANTILLA: RED PRIMARIA DE A.L.F. 10 LOCALIDAD DE ABANCAY ALFO

APROBADO:	ABANCAY	FECHA:	RP-01
SE:	ING. RAMÓN TORRES, ERNESTO	FECHA:	01/01

