

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



TESIS

**“REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE
SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TREBOL II
ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON
TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE”**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

AUTORES:

Bach. MEZA RETAMOZO, Darwin Mitchell

Bach. MONDALGO ORTIZ, Oscar Gonzalo

Bach. STARKE BULEJE, Humberto Enrrique

Callao, 2021

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

PRESIDENTE : Mg. Ing. CARLOS ALBERTO HUAYLLASCO MONTALVA

SECRETARIO : Mg. Ing. JESSICA ROSARIO MEZA ZAMATA

VOCAL : Ing. FREDY ADÁN CASTRO SALAZAR

ASESOR : Mg. Ing. JORGE ELÍAS MOSCOSO SÁNCHEZ

DEDICATORIA

De parte del Bach. Meza Retamozo, Darwin Mitchel:
A mi padre, el amigo incondicional que me enseñó a trabajar por mis sueños y quien tuvo fe en mí siempre. Aunque ya no está en este plano, su amor seguirá conmigo todos los días de mi vida. También a mi madre por su amor absoluto. Por estar siempre en mi esquina dándome palabras de aliento ante cualquier adversidad de la vida.

De parte del Bach. Mondalgo Ortiz, Oscar Gonzalo:
A mis amados padres, que siempre me apoyaron con entusiasmo, a mi hija María Claudia que es el motivo de mi vida y crecimiento profesional.

De parte del Bach. Starke Buleje, Humberto Enrrique:
Este proyecto va dedicado a mis padres por todo el apoyo incondicional, amor y confianza que me permitieron culminar mi carrera profesional, y en especial a mi hermano por ser mi compañero y guía, y siempre estar a mi lado en los momentos más difíciles.

AGRADECIMIENTO

De parte del Bach. Meza Retamozo, Darwin Mitchel:

Gracias a mis padres por ser los principales promotores de mis sueños, gracias a ellos por cada día confiar y creer en mí y en mis expectativas, gracias a mi madre por estar dispuesta a acompañarme cada larga y agotadora noche de estudio, agotadoras noches en las que su compañía y la llegada de sus cafés era para mí como agua en el desierto; gracias a mi padre por siempre desear y anhelar siempre lo mejor para mi vida, gracias por cada consejo y por cada una de sus palabras que me guiaron durante mi vida.

De parte del Bach. Mondalgo Ortiz, Oscar Gonzalo:

Agradezco a mi familia y en especial a mis padres por inculcarme los valores necesarios para encaminar en la vida, por mostrar siempre su apoyo incondicional y motivarme a cumplir todos mis objetivos en la vida. Así mismo, deseo expresar mi gratitud hacia mis amigos, colegas y maestros que con sus consejos y conocimientos aportaron al desarrollo del presente trabajo.

De parte del Bach. Starke Buleje, Humberto Enrique:

Agradezco a mi madre por ser la persona que me inspira y apoya en todo momento, durante todo mi trayecto profesional y de mi vida, a mis tíos y tías que han velado por mí durante este arduo camino para convertirme en un profesional. A mi padre quien con sus consejos ha sabido guiarme para culminar mi carrera profesional, a mi hermano por su apoyo incondicional en este camino lleno de sueños y por último a mi abuela Leoncia que, aunque no se encuentre presente físicamente siempre vivirá en mi corazón y recuerdos.

De igual manera a toda mi familia en general, porque me han brindado su apoyo en diferentes facetas de mi carrera, por compartir conmigo buenos y malos momentos.

Gracias a todas las personas que me ayudaron directa e indirectamente en el camino universitario para la realización de este gran proyecto

ÍNDICE

ÍNDICE	6
TABLAS DE CONTENIDO	8
TABLA DE CUADROS	9
TABLA DE FIGURAS	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
INTRODUCCIÓN	13
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.1 Descripción de la realidad problemática.....	14
1.2 Formulación del Problema.....	14
1.2.1 Problema General.	14
1.2.2 Problema Específico (a)	15
1.2.3 Problema Específico (b)	15
1.3 Objetivos.....	15
1.3.1 Objetivo General:.....	15
1.3.2 Objetivo Específico (a)	15
1.3.3 Objetivo Específico (b)	16
1.4 Limitantes de la investigación.....	16
1.4.1 Teórico	16
1.4.2 Temporal	16
1.4.3 Espacial.....	16
II. MARCO TEÓRICO	18
2.1 Antecedentes	18
2.1.1 Antecedentes Internacionales	18
2.1.2 Antecedentes Nacionales.....	18
2.2 Marco teórico.....	19
III. HIPÓTESIS Y VARIABLES	57
3.1 Definición de las variables.....	57
3.2 Operacionalización de variables.....	57
3.3 Hipótesis General e hipótesis específicas	57

IV. METODOLOGÍA	60
4.1 Tipo y Diseño de investigación.....	60
4.1.1 Tipo de investigación.....	60
4.1.2 Diseño de la investigación.....	60
4.1.3 Método de investigación.....	61
4.2 Población y muestra.....	61
4.3 Lugar de estudio y periodo desarrollado.....	61
4.3.1 Lugar de estudio.....	61
4.3.2 Periodo desarrollado.....	62
4.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información.....	62
4.4.1 Técnicas de recolección de Información.....	63
4.4.2 Instrumentos de recolección de Información.....	63
4.5 Análisis y procesamiento de datos.....	63
V. RESULTADOS	65
5.1 Resultados Descriptivos.....	65
5.2 Resultados Inferenciales.....	65
5.3 Otro tipo de resultados estadísticos.....	66
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	68
6.1 Contrastación y demostración de la Hipótesis con los resultados.....	68
6.2 Contrastación de los resultados con otros estudios similares.....	69
6.3 Responsabilidad ética.....	69
CONCLUSIONES	70
RECOMENDACIONES	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72
ANEXOS:	
Anexo 1. Matriz de consistencia	
Anexo 2. Instrumento Validado	
Anexo 3. Formatos	
Anexo 4. Encuesta	
Anexo 5. SPSS	
Anexo 6. Cuadros de Resultados	
Anexo 7. Planos	

**TABLAS DE CONTENIDO
(SIN DETALLE)**

TABLAS DE CUADROS

Cuadro 1	27
Cuadro 2	29
Cuadro 3	29
Cuadro 4	31
Cuadro 5	33
Cuadro 6	44
Cuadro 7	48
Cuadro 8	49
Cuadro 9	65
Cuadro 10.....	66
Cuadro 11.....	67

TABLA DE FIGURAS

Figura 1	40
Figura 2	42
Figura 3	46

RESUMEN

El trabajo ejecutado por este grupo de tesisistas, está basado en dotar de energía eléctrica a las localidades que actualmente no cuentan con este fluido, ubicados entre los km 150 y 170 de la carretera Panamericana Sur, debido a los altos costos de la energía eléctrica, la falta de sistemas eléctricos en diferentes direcciones que cubran la demanda eléctrica de estos centros poblados, estudios técnicos económicos que permitan determinar la alternativa, más conveniente, para lo cual se realizaron estudios de ingeniería eléctrica, conformado por cálculos eléctricos indicados en normas del Ministerio de Energía y Minas, por ser la entidad normativa, así como la ejecutora de proyectos del tipo rural. Se utilizará la información técnica existente, como paneles solares, redes eléctricas de baja y media tensión, equipos que permitan una regulación del único sistema eléctrico de Subtransmisión del tipo rural, el uso de tecnología de punta mediante software para Flujo de Potencia, que permitan el incremento de demanda eléctrica, cumpliendo las normas técnicas, flujo de costos por alternativas técnicas económicas, software para análisis estadísticos, de los cuales se obtienen los resultados que permiten su ejecución, cumpliendo de esta manera como un aporte a la solución del problema existente.

ABSTRACT

The work carried out by this group of thesis students is based on providing electricity to the localities that currently do not have this fluid, located between km 150 and 170 of the Panamericana Sur highway, due to the high costs of electricity, the lack of electrical systems in different directions that cover the electrical demand of these populated centers, economic technical studies that allow to determine the alternative, more convenient, for which electrical engineering studies were carried out, consisting of electrical calculations indicated in regulations of the Ministry of Energía y Minas, as the regulatory entity, as well as the executor of rural-type projects. The existing technical information will be used, such as solar panels, low and medium voltage electrical networks, equipment that allows regulation of the only rural type Subtransmission electrical system, the use of state-of-the-art technology through Power Flow software, which allow the increase in electricity demand, complying with technical standards, cost flow for economic technical alternatives, software for statistical analysis, from which results are obtained that allow its execution, thus fulfilling as a contribution to the solution of the existing problem.

INTRODUCCIÓN

Actualmente gran parte del sector rural no cuenta con fluido eléctrico originando un retraso social y económico a pesar de existir fuentes de generación, sobre la base de energías renovables, como recursos hídricos, fuentes de generación eólicas, instalación de paneles solares, debiendo aprovecharse las instalaciones existentes cercanas al área de estudio, como la Subestación Grocio Prado en 60/10/22,9 kV. Debiendo realizarse estudios técnicos económicos, que justifiquen la mejor alternativa, como la realizada en el presente estudio ampliación de la Línea de Subtransmisión existente vs. paneles solares, utilizando programas y software de tecnología reciente como IEEE14 entorno Matlab y el uso del SPSS.

El uso de estos nuevos programas permite soluciones optimas en el presente estudio.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la realidad problemática

Las cargas eléctricas de este sector al no ser atendido por la concesionaria Edecañete, fue analizado por el Ministerio de Energía y Minas la cual indica que se trata de cargas rurales, a pesar de encontrarse cerca al litoral marino, y recorrido por la carretera Panamericana Sur.

Las cargas rurales normalmente son atendidas en 22,9/13,2 kV, con una demanda máxima de 2 a 2,6 MW, los nuevos abonados fueron atendidos cuando eran 2 centros poblados, visto esto los recientes pobladores han formado centros poblados, actualmente se cuenta con más de 20 centros poblados, por lo que se plantearán diferentes alternativas, buscando la solución a este problema de la falta de energía por no contar con la infraestructura necesaria y con un estudio técnico.

Actualmente las redes eléctricas a ser atendidas con fluido eléctrico, se encuentran entre las ciudades de Cañete y Grocio Prado, ambos con limitaciones para atender a estos nuevos futuros abonados, encontrándose estas nuevas localidades, con problemas para ser atendidos.

Este problema será analizado por los integrantes ejecutores de esta Tesis, realizando el estudio técnico-económico para diferentes alternativas que permitan la solución integral del sector.

El uso de equipos con aplicación de tecnología reciente, ayudará a obtener una solución efectiva, con pérdidas de energía mínimas, fluido constante, control de anomalías menores en el nuevo sistema eléctrico a considerar.

1.2 Formulación del Problema

Problema General.

¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, da lugar a la mala operación del sistema y pérdidas altas en energía?

1.2.1 Problema específico. -

a.- ¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una sola LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, da lugar a la mala operación del sistema?

b.- ¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una sola LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, da lugar a pérdidas altas en energía?

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general. -

Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con pérdidas reducidas en energía.

1.3.2 Objetivos específicos. -

a.- Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica.

b.- Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de Tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con las pérdidas reducidas en energía.

1.4 Limitantes de la investigación

1.4.1 Limite teórico

El área de estudio de estas localidades obedece a una alimentación en 22,9 kV, 60 Hz, alimentado desde la Subestación 60/10/22,9 kV, ubicado en el distrito de Grocio Prado, por lo que estos niveles de tensión se encuentran con recomendaciones de uso en el Código Nacional de Electricidad-Suministro, normas internacionales, las recomendaciones propias de los concesionarios, que por la experiencia realizan mejoras continuas cumpliendo con el suministro de energía eléctrica.

1.4.2 Límite temporal

A la fecha solo cuentan con energía eléctrica, las localidades próximas a la Subestación el Centro Poblado Nueo Ayacucho y el Centro Poblado Apostol Santiago, con un servicio deficiente y en operación desde el año 2005, las localidades instaladas a lo largo de la carretera Panamericana Sur entre el km 150 al 170 contarán con energía eléctrica al realizarse esta LÍNEA de SUBTRANSMISIÓN en 22,9/13,2 kV.

1.4.3 Limitante espacial

La contaminación es la alta polución existente en el terreno, debido a la falta de obras de habilitación urbana, por lo que fue considerado como área rural.

La contaminación ambiental, es la Polución debido a los terrenos del tipo árido y el lento incidente, la limitación espacial permitirá suministrar energía eléctrica a

los centros poblados, entre los km 150 al 170 de la Carretera Panamericana Sur, siendo esta carretera la que cruza las localidades:

- Centro Poblado Nuevo Ayacucho
- Centro Poblado Apóstol Santiago
- Centro Poblado Nuevo Cañete
- Centro Poblado Agricultores Industriales
- Centro Poblado El Trébol
- Localidad con Topara
- Ampliación con Centro Poblado Vivienda Taller
- Virgen de Lourdes
- El Trébol II etapa

El clima es ligeramente caluroso, variando la temperatura entre los 13°C como mínimo y 36°C como máximo, con una precipitación pluvial que no sobrepasa los 9mm y una humedad relativa media de 80%. Los vientos predominantes provienen del oeste y sur oeste con una velocidad promedio de 8km/hora.

El suministro de energía eléctrica tiene como fuente en cualquiera de las alternativas la entrega de energía limpia de las concesionarias, es decir energía con mínima contaminación.

II MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Las redes eléctricas en Media Tensión se encuentran en la ciudad de Cañete, con redes deterioradas y no preparadas para AMPLIACIONES, estos sistemas eléctricos, están en 10 kV, y nuevas redes en 22,9 kV, con sistemas aislados, instalando Seccionadores de Potencia e Interruptores de Potencia en Subestaciones tipo superficie, en Subestaciones aéreas Seccionadores tipo Cut Out, de igual forma hacia el sector de Grocio Prado, las instalaciones eléctricas no están preparadas para ampliaciones. En la presente Tesis se consideró el desarrollo de AMPLIACIÓN de una Línea Primaria en 22,9/13,2 kV, equipado con conductores, estructuras y aisladores normalizados por el Ministerio de Energía y minas en coordinación con la concesionaria local.

2.1.1 Antecedentes Internacionales

Uno de los países más cercano a Perú en el uso de redes eléctricas con sistemas eléctricos similares es Brasil, así como la mayoría de países de Sudamérica, México, EE.UU. con las normas eléctricas REA.

Estos países han podido reducir las brechas de las áreas rurales, con inversiones menores a los convencionales, han dado resultado de la ampliación de la frontera eléctrica, por lo que se ha tomado estas premisas cumpliendo los objetivos planteados.

2.1.2 Antecedentes nacionales

En nuestro medio nacional los sistemas similares son conocidos como Pequeño Sistema Eléctrico o PSE, Sistemas Eléctricos Rurales o SER, que posibilitan el suministro de energía eléctrica a localidades, dispersas entre sí, en la mayoría de los casos no son atendidos por los concesionarios locales, por las grandes inversiones a realizar con consumo mínimo por unidad de vivienda y encontrándose distante entre vivienda y también entre centros poblados.

2.2 Marco teórico

La tesis desarrollada contiene alternativas de bajo costo, el diseño de la ampliación de la red aérea en 22,9/13,2 kV, con regulación de tensión, uso de paneles solares, bajo las recomendaciones del Ministerio de energía y Minas, para estos centros poblados, en los cuales se realizó los estudios técnico-económicos, que cumplen con las normas nacionales e internacionales.

- Se estudió la adecuación de la única red existente, que llega al centro poblado El Trébol, debiendo instalarse una Doble Terna en toda la red de subtransmisión, desde la Subestación 60/22,9/10 kV, existente en la localidad de Grocio Prado.
- Se consideró la continuación en Simple Terna has el ultimo centro poblado.
- Se estudió la instalación de paneles solares.
- Se consideró instalar una línea trifásica en 60 kV, desde la Subestación Grocio Prado hasta el Trébol II Etapa, con un costo de 33 000 US /km, siendo 38 km, más las Subestación en 60 kV, se necesita una inversión mayor que la instalación de la línea en doble terna.

Para el análisis desarrollado en cada alternativa se utilizó el Software IEEE14.m en MATLAB, la cual nos da como resultado, la caída de tensión en cada barra, las pérdidas de energía, potencia activa y reactiva entre barras, es posible fijar las tensiones en las barras, lo que no se puede con otros softwares, dando valores precisos debido a su versatilidad. Los resultados se pueden evidenciar en el Anexo N°6.

Para el análisis técnico-económico de las alternativas presentadas se tomó la experiencia del Mg. Ernesto Ramos Torres, con los trabajos realizados a nivel nacional, en diseño de sistemas eléctricos, montaje, análisis económico para selección de alternativas, dando como resultado la alternativa más conveniente para el suministro de energía eléctrica a estos centros poblados. Los resultados se pueden evidenciar en el Anexo N°6.

En cuanto a los detalles de uso de estructuras de Líneas Eléctricas y separación de conductores, se tomó las normas del Ministerio de energía y Minas, como se detalla seguidamente.

El uso de Paneles Solares fue considerado, pero los altos costos de inversión como se detalla en los cuadros del flujo de costos, descarto esta alternativa.

SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CAÑETE

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA Y RED PRIMARIA

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

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 : Trifásico de doble terma
- 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

1.3 PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES

1.3.1 Resistencia Eléctrica

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

$$R1 = R20 [1 + 0,0036 (t - 20^\circ)]$$

Donde:

R20 = Resistencia del conductor en c.c. a 20°C, en ohm/km

t = 20°C

t = Temperatura máxima de operación, en °C

1.3.2 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 = Distancia Media Geométrica, igual a 1,20 m

r = radio del conductor, en metros

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

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

$D_e = 85\sqrt{\rho}$ - Diámetro equivalente, en metros

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

$r =$ Resistividad eléctrica del terreno, se considera 250 Ohm-m

$r' =$ Radio del alambre del conductor, en metros

1.4 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, la 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 son 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 aboles 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.

1.5 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

1.5.1 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:

Cuadro N° 1 Niveles de aislamiento que se aplican a las Líneas y Redes Primarias

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (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)
22,9/13,2	25/14,5	125	50
22,9	25	125	50

Fuente: Bases para el Diseño de Líneas y Redes y Redes Primarias de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas

1.5.2 Factor de corrección por altitud

Los niveles de aislamiento consignado en el cuadro anterior son válidos para condiciones atmosféricas estándares, es decir, para 1013×10^5 N/m² y 20 °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.

1.5.3 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:

- Ligerio 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:

Mínima longitud de fuga = mínima longitud de fuga específica x máxima tensión de servicios entre fases corregida por altitud.

Las consideraciones para el proyecto son las siguientes:

Cuadro N° 2 Niveles de aislamiento que se aplican a las Líneas y Redes Primarias

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

Fuente: Bases para el Diseño de Líneas y Redes y Redes Primarias de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas

1.5.4 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:

Cuadro N° 3 Cálculo de Línea de fuga por Niveles de tensión

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

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

1.6 NIVELES DE AISLAMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los niveles de aislamiento considerados para el diseño de la subestación de distribución 0 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

1.7 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 puede ser determinadas de la siguiente ecuación:

$$TOV_{SIST} = k.U_{MAX}$$

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, $k = 1,9$

Cuadro N° 4 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

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

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.

1.8 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 este último. En el sector se utilizará básicamente por maniobra en el sistema eléctrico estudiado.

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:

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

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

El cálculo de coordinación del aislamiento es como sigue:

Características del Sistema

Nivel de tensión : 22,9 kV – 13,2 kV – 10 kV

Máxima tensión de servicio : 25 kV – 13,9 kV – 10,5 kV

Tensión nominal soportable al impulso atmosférico: 150 kV – 95 kV – 75 kV

Características de los Pararrayos:

Tensión Nominal: 24 kV – 12 kV

Nivel de protección al impulso atmosférico: 78,8 kV – 40 kV

Nivel de protección al frente de onda cortada: 86 kV – 44 kV

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:

Cuadro N° 5 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%

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

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 sector no 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 Cañete, 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.

1.9 CÁLCULO, DISEÑO Y CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

1.9.1 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.

1.9.2 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 será 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.

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

1.9.3 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.

- 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:

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

- 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 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.

1.9.4 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:
$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

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

ρ 1 = Resistividad de la primera capa

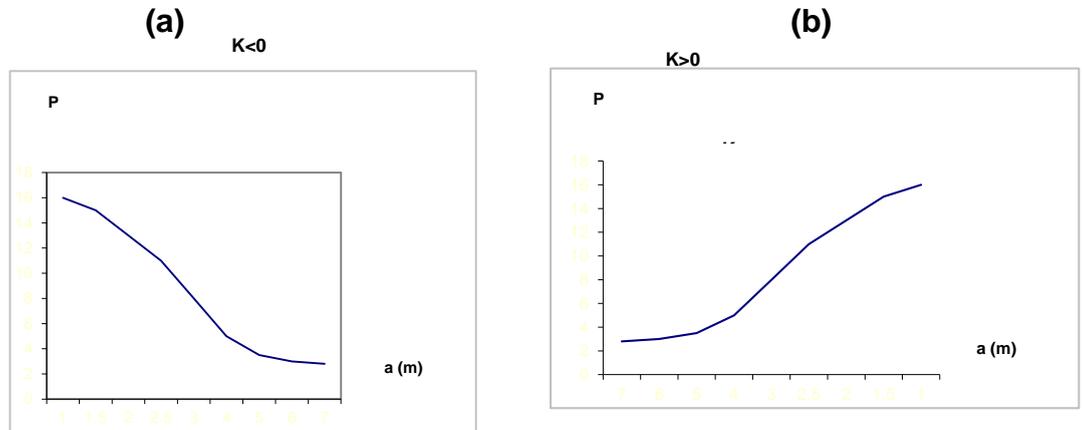
ρ 2 = Resistividad de la segunda capa

K = Coeficiente de reflexión

h = Profundidad de la primera capa

Para el suelo de dos capas se obtiene a partir de la **expresión**

Figura N° 1 Determinación de la resistividad del terreno a, b



Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

general $a=2Ra$ 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 $\rho(a_1)/\rho_1$ o $\rho_1/\rho(a_1)$ 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”

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

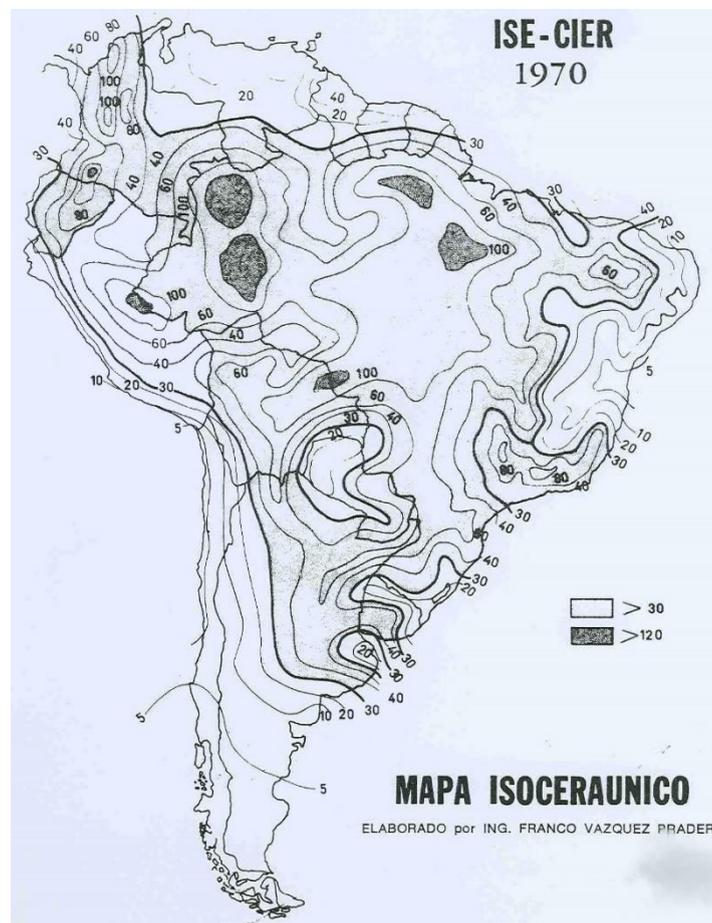
Para determinar el número de desconexiones por cada 50 km al año, se utilizó la Norma IEEE std 1410, el cual analiza el comportamiento de las líneas aéreas de distribución a las descargas tipo rayo, para lo cual se consideró lo siguiente:

- 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 líneas 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:

Figura N° 2 Nivel Ceraúnico (número de días de tormentas por año)



Fuente: Elaborado por ISE CIER 1970

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:

$$Ng = 0,04 \times Td^{1,25}$$

Donde:

Td : Número de días de tormentas al año

Reemplazando el valor de Td obtenemos:

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

El número de descarga /km²/año obtenido 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 descargas / km²/año.

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

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

Donde:

N: Número de desconexiones por cada 50 km/año

h: Altura libre del poste

h = 11m (altura real del poste) – 1,7m (longitud de empotramiento) = 9,3

b: Ancho de la estructura en metros (despreciable)

Ng: 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. CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA LÍNEA Y RED PRIMARIA

2.1 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:

Cuadro N° 6 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	Nº de hilos
Aa 95 mm ²	AAAC	95	12,71	0,000023	0,26	29,33	19

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

La sección utilizada de acuerdo al análisis del sistema eléctrico es 95 mm².

2.1.1 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 anti vibrante, 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 la limitación 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)

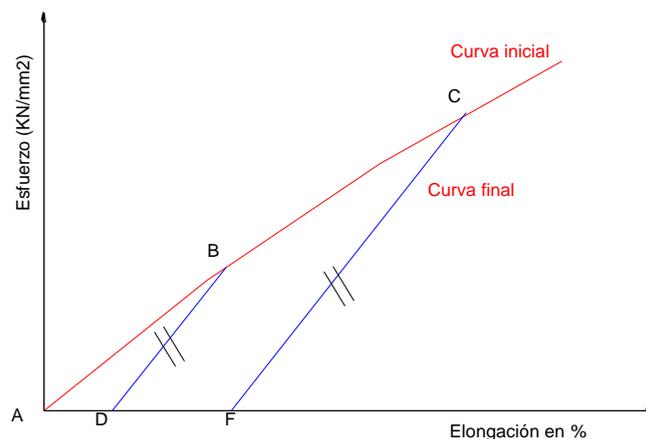
Los cálculos se han efectuado mediante el programa de diseño DLT-CAD 2006, cuya metodología se describe a continuación:

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 la recta 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).

Figura N° 3 Curva de esfuerzo EDS de conductores de AAAC



Fuente: Publicado por “The Aluminum Association”

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 del rotura del conductor, como la máxima carga al 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.

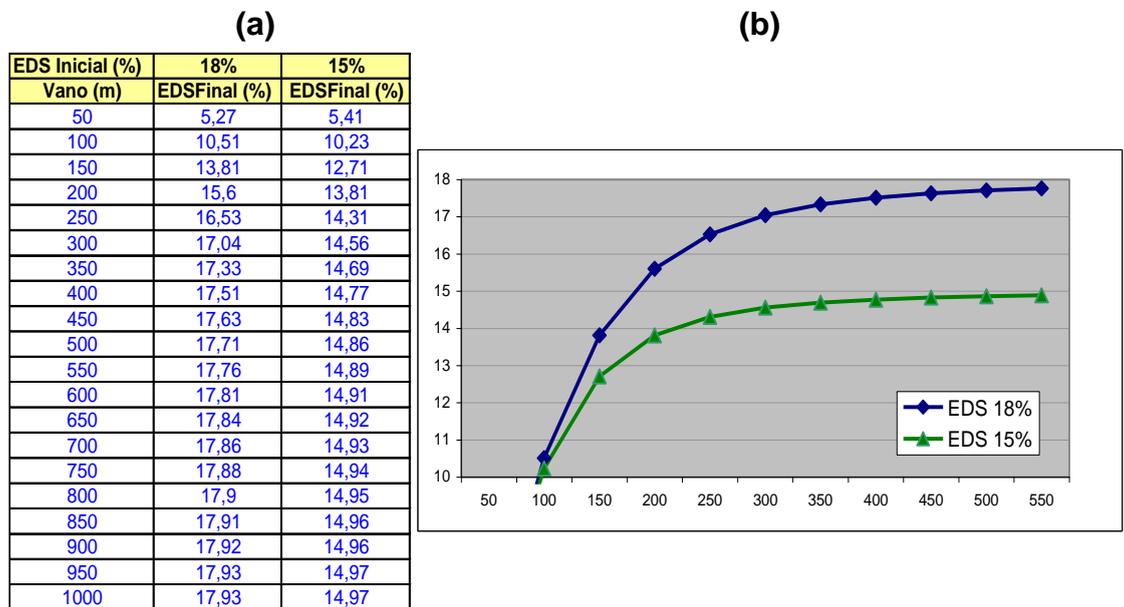
Conociendo la elongación final se desarrolla un cambio de estado desde la hipótesis de máxima carga hacia una hipótesis de EDS final, con lo cual se determina el esfuerzo Inicial requerido para alcanzar la máxima carga, utilizando en este caso el módulo de elasticidad final del conductor.

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.

Cuadro N° 7 Esfuerzo EDS AL 18% Y 15% (a) y (b)



Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

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

2.1.2 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

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:

Cuadro N° 8 Hipótesis para estudio de conductores

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

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

2.2 SEPARACIÓN HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES

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

$$S = 0,00762 \times kV_{\max} \times f_h + f_e \times \sqrt{f \times 0,3048} + L_i \times \text{Sin}\phi$$

Donde:

V máx (kV) : Tensión máxima

fe : Factor de experiencia (1,2)

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

l(m) : Longitud de la cadena

S(m) : Separación horizontal

f(m) : Flecha del conductor

2.3 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

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.

2.4 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):

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

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

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

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

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

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

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

- ≡ 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):

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

- ☐ 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:

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

Concreta 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:

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

- ☐ Deflexión de postes:

$$y = \frac{(Ph^3)}{3EI}$$

Donde:

P_v	Presión del viento sobre superficies cilíndricas, en Pa.
d	Longitud del vano-viento, en m.
T_c	Carga del conductor, en N.
ϕ_c	Diámetro del conductor, en m.
\square	Angulo de desvío topográfico, en grados.
D_o	Diámetro del poste en la cabeza, en cm.
D_m	Diámetro del poste en la línea de empotramiento, en cm.
ϕ_G	Diámetro del poste en el punto de aplicación de la retenida
h_l	Altura libre del poste, en m.
h_i	Altura de la carga i en la estructura con respecto al terreno, en m.
h_A	Altura del conductor roto, respecto al terreno, en m.
B_c	Brazo de la cruceta, en m.
K_r	Relación entre el vano-peso y vano-viento.
R_c	Factor de reducción de la carga del conductor por rotura: 0,5 (según CNE).
W_c	Peso del conductor, en N/m.
W_{CA}	Peso del aislador tipo Pin o cadena de aisladores, en N.
W_{AD}	Peso de un hombre con herramientas, igual a 500 N.
C	Circunferencia del poste en la línea de empotramiento en cm.
E	Módulo de Elasticidad del poste, en N/cm ² .
I	Momento de inercia del poste, en cm ² .
k	Factor que depende de la forma de fijación de los extremos del poste.
l	Altura respecto al suelo del punto de aplicación de la retenida.
h_c	Lado de cruceta paralelo a la carga, en cm.

- b Lado de cruceta perpendicular a la carga, en cm.
- Q_v Sumatoria de cargas verticales, en N (incluye peso de aislador, conductor y de 1 hombre con herramientas).
- P Carga de trabajo sobre la estructura, en cm.
- y 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.

2.4.1 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.

2.5. CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

2.5.1 Parámetros de los conductores

- a) Resistencia de los conductores a la temperatura de operación se calculará mediante la siguiente fórmula.

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

R_{20} = Resistencia del conductor en c.c. a 20 °C, en Ω/km

T = 20 °C

t = Temperatura máxima de operación, en °C.

En el Cuadro N° 6.1 se consignan los valores de resistencia de los conductores a 20 °C y 40 °C.

- b) Reactancia inductiva para sistema trifásico equilibrados Las fórmulas a emplearse serán las siguientes:

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

DMG = Distancia media geométrica, e igual a 1,20 m

r = radio del conductor, en m

Los valores calculados se muestran en el Cuadro N° 6.2

- c) Reactancia Inductiva para sistemas monofásicos a la tensión entre fases

La fórmula es la misma que para sistema trifásicos, pero la distancia media geométrica (DMG) será igual a 2,20 m

Los valores calculados se consignan en el Cuadro N° 6.2

- d) Reactancia inductiva para sistemas monofásicos a la tensión de fase

La fórmula es la misma que para sistemas trifásicos, pero la distancia mediageométrica (DMG) será igual a 1,20 m

Los valores calculados se consignan en el Cuadro N° 6.2

- e) Reactancia inductiva equivalente para sistemas monofásicos con retorno total por tierra.

- De = $85\sqrt{\rho}$: Diámetro equivalente, en m
- Ds = Radio equivalente del conductor, e igual a 2,117 r' para conductor de 7 alambres .
- ρ = Resistividad eléctrica del terreno, se considera 250 Ω -m
- r' = Radio del alambre del conductor, en m

2.5.2 Cálculos de caída de tensión

- f) Para sistemas trifásicos:

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi}{10V_L^2}$$

$$\Delta V\% = \frac{PL (r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi)}{10V_L^2}$$

$$\Delta V\% = K_1 PL \quad ; \quad K_1 = \frac{r_1 + X_1 \operatorname{tg} \phi}{10V_L^2}$$

Se ha utilizado el Software en MATLAB IEEE14.m, para determinar el flujo de potencia de la Línea de SUBTRANSMISIÓN en 2T.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES

En el presente estudio **REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE**, se determinaron las variables e hipótesis, que sustentaron la operación de variables.

3.1 Definición de las variables

Son los conformantes o componentes del estudio sobre la mala operación de los sistemas eléctricos.

3.2 Operacionalización de las variables

Está conformada por variables independientes y dependientes.

Falta de regulación y ampliación de línea eléctrica.

Falta de inversión en líneas eléctricas.

Mantenimiento reducido.

Ampliaciones sin estudio técnico.

3.3 Hipótesis General e hipótesis específicas

3.3.1 Hipótesis general

Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de **REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE**, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con las pérdidas reducidas en energía.

3.3.2 Hipótesis específicas

a.- Especifico

Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la

regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica.

b.- Especifico

Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con las pérdidas reducidas en energía.

3.4 Definición conceptual de variables

Variable X= Falta de regulación y ampliación de línea eléctrica

Variable Y= Problemas técnicos por aumento de carga

Variable Z= Aplicación de Reglamentación

Variable independiente

X= Sin Control al ampliarse la línea eléctrica, por falta de una **REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE**

Variable dependiente

Y= Origen de fallas e interrupciones

Variable interviniente

Z= No se considera como inversión

3.4.1 Operacionalización de variables

Indicadores

Variable independiente

X1= Alta caída de Tensión

X2= Falta de balance de carga eléctrica

X3= Falta de líneas eléctricas en el sector

. X4= Subestaciones sin regulación y control de operación

Variable dependiente

Y1= Ampliación de redes sin control

Y2= Tensión de Paso y Toque mayor al permisible

Y3= Sistema de Puesta a Tierra conectado a altas resistividades eléctricas

Y4= Pérdida de aislamiento por mayor duración de fallas

Variable interviniente

Z1= Falta de inversión en líneas eléctricas

Z2= Mantenimiento reducido

Z3= Ampliaciones sin estudio técnico

Z4= Falta de instalación de equipos con tecnología reciente

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

IV. METODOLOGÍA

La elaboración de la presente Tesis, estuvo basado en el estudio de Redes Eléctricas en 22,9/13,2 kV, desde La Subestación Grocio Prado, en 60 kV, que alimenta dos localidades actualmente, hasta los nuevos centros poblados, donde existen redes eléctricas en media tensión, seleccionándose para el presente estudio, se estudiara también la instalación de una Línea en 60 kV desde la Subestación mencionada, considerando en el extremo de llegada, altura del ingreso al Trébol II Etapa, una Subestación reductora, 60/22,9 kV habiendo sido elaborado mediante la metodología de estudio por racimos, debido a que se trata de varios puntos de carga eléctrica denominada REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE

4.1 Tipo y Diseño de investigación

4.1.1 Tipo de investigación

Se elaboró en correspondencia al tipo: Investigación Científica, Especifico, Transversal, con aplicación de nueva tecnología para Sistemas Eléctricos en media tensión, habiéndose deducido que es Experimental – Tecnológico, iniciándose el mes de Setiembre del año 2020 y la culminación será en agosto del año 2021.

4.1.2 Diseño de la investigación

El presente estudio corresponde a la ampliación de la línea de subtransmisión eléctrica en media tensión, para los centros poblados, Nuevo Ayacucho y Apóstol Santiago, indicando que es necesario que este dentro de las recomendaciones eléctricas, garantizando la operación continua durante el funcionamiento, siendo esta red del tipo convencional en instalaciones rurales, la cual permite su atención en el corto plazo.

La falta de regulación, ampliación, operación, es motivado porque no existía un estudio técnico, con indicadores de la necesidad de contar con el fluido eléctrico,

con inversiones menores, habiendo realizado un estudio técnico económico, habiendo determinado la alternativa más conveniente.

4.1.3 Método de la investigación

El método de investigación utilizado es el Científico-Específico-Analogía. Este método tiene por finalidad, descubrir la unidad interna que existe entre los distintos fenómenos, la unidad relativa a la esencia de los mismos, es decir, este método determina la generalidad en la particularidad y la particularidad en la generalidad, que implica conocer la relación esencial de los hechos objetos de investigación.

4.2 Población y muestra

Se procedió a realizar encuestas, a personas que viven y visitan el sector de aplicación del presente estudio, sobre todo aquella persona con criterio técnico (los colaboradores de cada localidad), que han podido informar sobre la operación continua de la red en diferentes horarios, determinando parámetros e indicadores del mal servicio en los Centros Poblados, dándole solidez a los criterios técnicos que serán aplicados, basados en la muestra a seleccionar, el formato de la encuesta se muestra en el Anexo N°4.

La población del sector es básicamente trabajadora en diversas aplicaciones, debido al sector rural, la cual la proximidad a la carretera Panamericana Sur, permite el desplazamiento a las ciudades cercanas, los cuales son conocedores de la falta de fluido eléctrico y la importancia para cada una de sus localidades.

4.3 Lugar de estudio y periodo desarrollado

4.3.1 Lugar de estudio

El Área de Influencia Directa corresponde a las instalaciones de la nueva terna en la Línea de Subtransmisión en 22,9/13,2 kV o 60 kV desde las ciudad de Grocio Prado y los Centros Poblados Nuevo Ayacucho, Centro Poblado Apóstol Santiago, Centro Poblado Nuevo Cañete, Centro Poblado Agricultores Industriales, Centro Poblado El Trébol, Localidad Con Topara, Ampliación Con, Los Héroes del Pacífico, Virgen de Lourdes y El Trébol II Etapa cuya falta de

energía eléctrica dio como resultado la falta de fluido eléctrico en el área de influencia directa.

El Área de Influencia Indirecta (AII) es el espacio físico en el que se manifiestan los extremos de llegada o recepción de la transmisión de energía, que enlaza las subestaciones en 60/10/22,9 kV, ubicado en Grocio Prado, las Subestaciones de Distribución ubicadas en cada una de las ciudades, los cuales podrían ser afectados por anomalías al no contar con una **REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE.**

4.3.2 Periodo desarrollado

La Tesis utilizó un periodo desarrollado, tuvo como fecha de inicio el mes de enero del 2019, con el término de la presente Tesis el mes de enero del año en curso 2021.

4.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

4.4.1 Técnicas de recolección de información

General. A través de este método general histórico conocemos la evolución histórica que han experimentado los seres humanos que transitan o viven próximo a líneas eléctricas, con alimentación de subestaciones de distribución, y como las que no cuentan con este fluido en cada localidad.

Específico. -

a. Experimental. - Durante el proceso experimental se utilizó una **METODOLOGIA** de flujo de potencia en MATLAB:

Flujo de potencia, 1,2 Ternas M.T. y 60 kV

Uso del software IEEE14.m

b. Matematización. - El enlace entre Subestaciones y Línea Eléctrica considerado durante la elaboración de la **tesis REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II**

ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE . Permitió conocer la potencia activa, reactiva, perdida en la Línea Eléctrica considerada, generación requerida activa y reactiva requerida, matrices de intervención.

4.4.2 Instrumentos de recolección de información

Se tomó los datos históricos de la línea eléctrica existente, que inicia en la subestación Grocio Prado, también del transformador de potencia, conectado a la línea eléctrica en 22,9 kV, datos que sirvieron para la realización de simulaciones con una Línea Eléctrica ampliada en doble terna, comprobándose la hipótesis de la presente tesis.

Mediante este método conocemos la evolución histórica que han experimentado los pobladores que viven próximo al tramo de Línea Eléctrica existente y la ampliación en doble terna, con desmejoramiento de la calidad de servicio, al tener interrupciones, por falta de aislamiento y distancia de seguridad por no tener una segunda terna de respaldo.

4.5. Análisis y procesamiento de datos

Se utilizó la estadística 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 para **REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE**

a. Muestra Numérica

En el presente estudio para determinar la muestra numérica de una población infinita se tomó como universo a las personas que viven y circundan cerca de la trayectoria de la Línea Eléctrica, y las Subestaciones, así como los pobladores de las Urbanizaciones cercanas 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 350 personas.

Muestra Inicial.

La población está instalada en centros poblados y separadas entre sí, con diversos sectores geográficos, sociales, económicos, educativos, etc., la muestra seleccionada se realizó por el método muestreo por sectores, aplicando la fórmula:

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

$p + q = 1.0$ o 100%

Dónde:

n = Tamaño de la muestra inicial

z = Límite de confianza para generalizar los resultados.

P = Campo de variabilidad de aciertos o éxitos.

Q = Campo de variabilidad de desaciertos o fracasos.

E = Nivel de precisión para generalizar los resultados.

Tamaño de la muestra

Se realizó preguntas de afectación a los pobladores de la zona, con proximidad a las instalaciones eléctricas.

a. El diseño de la muestra probabilística

El diseño de la muestra probabilística empleado es por sectores, ya que se ha tomado una fracción del total de los encuestados, en el sector con redes eléctricas.

b. Muestra Numérica

Para determinar la muestra numérica de una población infinita se tomó como universo a las personas que viven y circundan cerca de las redes primarias y las localidades circundantes consideradas en el presente expediente, que por razones de desplazamiento para trabajo, estudio, visita u otros motivos se aproximan a estas instalaciones eléctricos, siendo estos pobladores seleccionados de los sectores indicadas anteriormente, con un valor estimado de 350 personas.

V. RESULTADOS

Contrastación de hipótesis con estadística Descriptiva e Inferencial

5.1 Resultados Descriptivos

Cuadro N° 9 Datos de N° de Interrupciones y duración

N° horas interrupción	x	f	(x).(f)
1-2	1.5	5	7.5
2-4	3	4	12
4-6	5	2	10
6-8	7	3	21
8-10	9	2	18
10-12	11	2	22
12-14	13	1	13
Total	49.5	19	103.5

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

Mediana = 5.44

5.2 RESULTADOS INFERENCIALES

Comparar proporciones

Variables Cualitativas

Tablas de Contingencia

Formula

$$X^2 = \sum (O-E)^2/E$$

Cuadro N°10. Datos de N° de Interrupciones para determinar Ji CUADRADA, método inferencial, comparación de proporciones

N° de interrupciones	x				TOTAL
En M.T.	4 (11)		16 (9)		20
En B.T.	18 (11)		2 (9)		20
Total					40

Fuente: Elaborado por los tesisistas del presente estudio

$$\Sigma = 19.78$$

$$P < 0.05$$

Se puede deducir que, para Ji CUADRADA, Tabla A.4., pág. 371, Metodología de Investigación Científica. de C. Torres Bardales, para valores de 3.84 o mayor, el error es menor a 0.05

Se puede indicar que los valores programados, indicados en las tablas, tendrán un error menor a 0.05%, durante el funcionamiento del equipamiento.

5.3 Otro tipo de resultados estadísticos

Indica la hipótesis general: Que con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con las pérdidas reducidas en energía.

Cuadro N° 11. Datos de N° de Interrupciones para determinar, mediante otros métodos estadísticos resultados de operaciones

N° horas interrupción	x	f	F	(x).(f)
1-2	1.5	5	5	7.5
2-4	3	4	9	12
4-6	5	2	11	10
6-8	7	3	14	21
8-10	9	2	16	18
10-12	11	2	18	22
12-14	13	1	19	13
Total	49.5	19		103.5

Fuente. - Graduandos de Tesis

$$Me = Li + A (n/2 - Fi-1)/fs$$

Li = Límite inferior

$$A = Ls - Li$$

n/2 = Posición

Fi-1 = anterior a Fi

Fs = frecuencia

$$Me = 5$$

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

6.1 Contrastación y demostración de la hipótesis de resultados

La hipótesis indica, que con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con las pérdidas reducidas en energía, el cual se ha contrastado y se demuestra mediante los resultados del Flujo de Potencia, la cual se encuentra en el Anexo N° 6, que la selección de la alternativa en DOBLE TERNA, cumple con las normas técnicas eléctricas, en cuanto al flujo de costos de inversión también esta alternativa resulta más económica, cubriendo la totalidad de abonados considerados en el estudio de inversión.

6.2 Contrastación de los resultados con otros estudios similares

Las localidades ubicadas cerca de la Subestación 60/10/22,9 kV, como son los C.P. Nuevo Ayacucho y Apóstol Santiago Actualmente cuentan con fluido eléctrico con una Línea de Subtransmisión en 22,9/13,2 kV por la cercanía a la Subestación, se continuará con el mismo sistema en doble terna, en la ciudad de

- Puno se ejecutó el PSE Saman, año 2004, con 82 transformadores y una línea de SUBTRANSMISIÓN de 57 km en 22,9/13,2 kV.
- Se ejecuto el PSE Huarochirí, año 2003, EN 22,9/13,2 kV, para los pueblos de Langa, Santa Ana, San Pedro, Chorrillos, Huarochirí, San Damián,
- PSE Tayabamba-Huancaspata, año 2006, II Etapa EN 22,9/13,2 kV La Libertad
- PSE El Alto en la Ciudad de Talara, 100 msnm.
- PSE Cobriza en el departamento de Huancavelica, en 22,9/13,2 kV,

Estos sistemas eléctricos indicados como referentes, se encuentran en operación, garantizando de esta manera el funcionamiento en condiciones normales este nuevo proyecto presentado en Doble terna.

6.3 Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos vigentes

La presente Tesis ha sido elaborado por los siguientes bachilleres MONDALGO ORTIZ OSCAR GONZALO, DARWIN MITCHEL MEZA RETAMOZO, STARKE BULEJE HUMBERTO ENRRIQUE, en la cual cada uno apporto la experiencia adquirida, en trabajos similares como instalaciones de transformadores, sistemas eléctricos de red secundaria y media tensión, por lo que en razón a ello hemos llevado a cabo la elaboración de esta tesis, cumpliendo con los parámetros exigidos por la UNAC, aplicando la responsabilidad ética en cada uno de los análisis, cálculos, resultados hasta la culminación.

De esta forma se contribuye a la ingeniería eléctrica con trabajos sobre la base de aportes elaborados por cada uno de nosotros, esperando sea leído para trabajos similares.

CONCLUSIONES

Los análisis para el suministro de energía eléctrica a localidades que no cuentan con este fluido, así como las ampliaciones de estos sistemas, debe de contar con un análisis técnico, económico, como el presente trabajo donde la alternativa seleccionada es la de suministrar energía eléctrica en la alternativa Doble Terna, la cual cumple con la caída de tensión, en la última barra con una tensión de 0.9731 en P.U. el cual es aceptado, la inversión es menor que la alternativa del uso de paneles solares, en el cual su inversión es mucho mayor, con la aplicación y uso de software nuevos en nuestro medio, como el IEEE14.m, el uso del SPSS en estadística, flujo de costos proporcionado por profesional de alta experiencia, conllevan al término de la presente tesis recomendando la instalación de un sistema eléctrico en Doble Terna.

Conclusiones específicas:

a.- Especifico

El presente estudio permite el suministro de energía eléctrica para las localidades entre los Centros Poblados Nuevo Cañete y El Trébol II Etapa, desde la Subestación Grocio Prado a pesar de ser la distancia larga, buena regulación, mediante la ejecución de una Línea de SUBTRANSMISIÓN en doble terna, en el sector, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica, como lo demuestra el flujo de carga con el software IEEE14.m.

b.- Especifico

El estudio técnico económico permite realizar el análisis y valorización de las pérdidas de energía en la Línea de SUBTRANSMISIÓN en doble terna, permitiendo la cobertura de energía eléctrica para las localidades entre los Centros Poblados Nuevo Cañete y El Trébol II Etapa, desde la Subestación Grocio Prado a pesar de ser la distancia larga, buena regulación, dando lugar a una operación que cumple con pérdidas reducidas en energía.

RECOMENDACIONES

La elaboración de la presente tesis así como el término del mismo, nos permite dar recomendaciones como la de aplicar la alternativa de suministro de energía eléctrica a estos centros poblados, mediante la instalación de una doble terna desde la Subestación 60/10/22,9 kV, ubicado en Grocio Prado hasta el último centro poblado denominado El Trébol II Etapa, desde esta línea de subtransmisión se alimentara de energía eléctrica a cada centro poblado próximos, a una tensión en 22,9/13,2 kV y seguidamente en redes de baja tensión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Osinergmin; Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas; Decreto Supremo N° 003-2005-EM; Lima – Perú; 2005.
- [2] Ministerio de Energía y Minas (MINEM); Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad; Resolución Ministerial N° 111-2013MEM/DM; Lima – Perú, 2013.
- [3] Osinergmin; Decreto Ley N° 28749 – Ley de General de Electrificación Rural; Decreto Supremo N° 018-2020-EM; Lima – Perú; 2020.
- [4] Ministerio de Energía y Minas (MINEM); Código Nacional de Electricidad – Suministro; Resolución Ministerial N° 366-2001EM/VME; Lima – Perú, 2001.
- [5] Ministerio de Economía y Finanzas; Guía Simplificada para la Identificación, Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural, a Nivel de Perfil; Lima – Perú; 2011.

ANEXOS

ANEXO N°1

MATRIZ DE CONSISTENCIA

TITULO DEL PROYECTO: REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>General</p> <p>¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una sola LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, ¿da lugar a la mala operación del sistema y pérdidas altas en energía?</p> <p>Específicos</p> <p>a.- ¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una sola LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, ¿Da lugar a la mala operación del sistema?</p> <p>b.- ¿La ubicación distante de nuevos abonados y la baja regulación, así como la existencia en el sector de solo una sola LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – CON CON TOPARA, ¿Da lugar a pérdidas altas en energía?</p>	<p>General</p> <p>Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de Tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con pérdidas reducidas en energía.</p> <p>Específicos</p> <p>a.- Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de Tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica</p> <p>b.- Implantar los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, para mejorar la regulación de Tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con las pérdidas reducidas en energía.</p>	<p>General</p> <p>Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica y con las pérdidas reducidas en energía.</p> <p>Específicos</p> <p>a. Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con la reglamentación eléctrica.</p> <p>b. Con la implantación de los sistemas eléctricos del sector en estudio e instalación de nuevas líneas eléctricas, con equipos de tecnología reciente, se mejorará la regulación de tensión, permitiendo la atención de nuevos abonados en el estudio de REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE, dando lugar a una operación que cumpla con las pérdidas reducidas en energía.</p>	<p>Variable Independiente Indicadores</p> <p>X1= Alta caída de tensión. X2= Falta de balance de carga eléctrica. X3= Falta líneas eléctricas en el sector. X4= Subestaciones sin regulación y control de operación.</p> <p>Variable dependiente</p> <p>Y1= Ampliación de redes sin control de balance de carga. Y2= Tensión de Paso y Toque mayor al permisible. Y3= Sobrecarga en transformadores. Y4= Sistema de Puesta a Tierra conectado a alta resistividades eléctricas.</p> <p>Variable Interviniente</p> <p>Z1= Falta de inversión en líneas eléctricas. Z2= Mantenimiento reducido. Z3= Ampliaciones sin estudio técnico. Z4= Falta de instalación de equipos con tecnología reciente.</p>	<p>Técnicas e Instrumentos de recolección de datos</p> <p>GENERAL</p> <p>A través de este método general histórico conocemos la evolución histórica que han experimentado los seres humanos que transitan o viven próximo a Líneas Eléctricas, con alimentación desde la Subestación Grocio Prado.</p> <p>Específico</p> <p>a Experimental. - Durante el proceso experimental se utilizará una metodología de flujo de potencia en Matlab: Flujo de potencia, 1,2Ternas M.T. y 60 kV Reguladores de Tensión</p> <p>b. Matematización. – El enlace entre Subestaciones y Línea Eléctrica a ser considerado durante la elaboración de la tesis REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO – EL TRÉBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE. Permitirá conocer la potencia activa, reactiva, perdida en la Línea Eléctrica considerada, generación requerida activa y reactiva requerida, matrices de intervención.</p>

ANEXO N°2

INSTRUMENTO VALIDADO

COMPARACIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS EN 22,9/13,2 kV USO DE SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

- Flujo de Potencia 1 terna
- Flujo de Potencia con regulación
- Flujo de Potencia con 2 terna

+-----+-----+

FLUJO DE CARGA LT CAÑETE TESIS |

+-----+-----+

SIN REGULACIÓN DE TENSION 1 TERNA

Máximo error de potencia: 0.00049797

Numero de iteraciones: 3

Tensiones en barras:

Vbus =

1.0500

0.8529

0.8401

0.8368

0.8115

0.8096

0.8077

0.8061

0.8047

0.8031

0.8027

ThBus =

-0.0000

-7.5706

-8.1888

-8.3437

-9.5624

-9.6593

-9.7531

-9.8377

-9.9070

-9.9805

-9.9972

Potencias generadas:

Pot_Gen =

0.0700 + 0.0100i

0.0000 + 0.0000i

Cargas en barras:

Pot_Car =

0.0000 + 0.0000i

0.0090 + 0.0010i

0.0100 + 0.0010i

0.0080 + 0.0010i

0.0060 + 0.0010i

0.0020 + 0.0010i

0.0100 + 0.0020i

0.0060 + 0.0000i

0.0050 + 0.0010i

0.0050 + 0.0010i

0.0080 + 0.0020i

Flujos en las líneas

NumIniRam	NumFinRam	P_km	Q_km
1.0000	2.0000	0.0510	0.0545
2.0000	3.0000	0.0348	0.0371
3.0000	4.0000	0.0290	0.0310
4.0000	5.0000	0.0245	0.0261
5.0000	6.0000	0.0203	0.0217
6.0000	7.0000	0.0188	0.0201
7.0000	8.0000	0.0131	0.0140
8.0000	9.0000	0.0103	0.0110
9.0000	10.0000	0.0075	0.0080
10.0000	11.0000	0.0047	0.0050
2.0000	1.0000	-0.0415	-0.0443
3.0000	2.0000	-0.0343	-0.0366
4.0000	3.0000	-0.0289	-0.0308
5.0000	4.0000	-0.0237	-0.0254
6.0000	5.0000	-0.0203	-0.0216
7.0000	6.0000	-0.0188	-0.0200
8.0000	7.0000	-0.0131	-0.0140
9.0000	8.0000	-0.0103	-0.0110
10.0000	9.0000	-0.0075	-0.0080
11.0000	10.0000	-0.0047	-0.0050

Pérdidas en las Líneas

NumIniRam	NumFinRam	Pérdidas(p.u)
1.0000 + 0.0000i	2.0000 + 0.0000i	0.0096 - 0.0102i
2.0000 + 0.0000i	3.0000 + 0.0000i	0.0005 - 0.0006i
3.0000 + 0.0000i	4.0000 + 0.0000i	0.0001 - 0.0001i
4.0000 + 0.0000i	5.0000 + 0.0000i	0.0007 - 0.0008i
5.0000 + 0.0000i	6.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0001i
6.0000 + 0.0000i	7.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
7.0000 + 0.0000i	8.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
8.0000 + 0.0000i	9.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
9.0000 + 0.0000i	10.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
10.0000 + 0.0000i	11.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i

+-----+-----+
| PROGRAMA : AFC |
| DESCRIPCION : ANALISIS DE FLUJO DE CARGA |
+-----+-----+

TAREA 1: Lectura de Datos

TAREA 2: Matriz Admitancia

Y_Gdiag =

0.2466

3.4376

13.8287

11.7938

13.9196

25.5271

22.8937

18.8725

14.6510

21.5883

15.6797

Y_Gkm =

-0.2466

-3.1910

-10.637

-1.1561

-12.7636

-12.7636

-10.1301

-8.7424

-5.9087

-15.6797

Y_Bdiag =

-0.2633

-3.6690

-14.7704

-12.5990

-14.8625

-27.2564

-24.4505

-20.1568

-15.6436

-23.0516

-16.7425

Y_Bkm =

0.2633

3.4057

11.3647

1.2344

13.6282

13.6282

10.8223

9.3345

6.3091

16.7425

TAREA 3: Potencias Nodales Pk y Qk

P_cal =

0.0129

-0.0123

0

0

0

0

0

0

0

0

0

Q_cal =

0.0138

-0.0132

0

0

0

0

0

0

0

0

0

TAREA 4: Matriz Jacobiana del sistema LINEalizado (en pu)

H =

0.2765	-0.2765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2765	3.6822	-3.4057	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.4057	14.7704	-11.3647	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-11.3647	12.5990	-1.2344	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.2344	14.8625	-13.6282	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-13.6282	27.2564	-13.6282	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-13.6282	24.4505	-10.8223	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.8223	20.1568	-9.3345	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-9.3345	15.6436	-6.3091	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-6.3091	23.0516	-16.7425	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.7425	16.74

N =

0.2712	-0.2589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2466	3.4252	-3.1910	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.1910	13.8287	-10.6377	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-10.6377	11.7938	-1.1561	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.1561	13.9196	-12.7636	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-12.7636	25.5271	-12.7636	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-12.7636	22.8937	-10.1301	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.1301	18.8725	-8.7424	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-8.7424	14.6510	-5.9087	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-5.9087	21.5883	-15.6797	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15.6797	15.6797

M =

-0.2589	0.2589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.2589	-3.4499	3.1910	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	3.1910	-13.8287	10.6377	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	10.6377	-11.7938	1.1561	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	1.1561	-13.9196	12.7636	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	12.7636	-25.5271	12.7636	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	12.7636	-22.8937	10.1301	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	10.1301	-18.8725	8.7424	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	8.7424	-14.6510	5.9087	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	5.9087	-21.5883	15.6797	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.6797	-15.6797	0

L =

0.2896	-0.2765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2633	3.6559	-3.4057	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.4057	14.7704	-11.3647	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-11.3647	12.5990	-1.2344	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.2344	14.8625	-13.6282	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-13.6282	27.2564	-13.6282	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-13.6282	24.4505	-10.8223	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.8223	20.1568	-9.3345	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-9.3345	15.6436	-6.3091	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-6.3091	23.0516	-16.7425	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.7425	16.7425	0

TAREA 5: Residuos de Potencia

DelP =

0.0571

0.0033

-0.0100

-0.0080

-0.0060

-0.0020

-0.0100

-0.0060

-0.0050

-0.0050

-0.0080

DelQ =

-0.0038

0.0122

-0.0010

-0.0010

-0.0010

-0.0010

-0.0020

0

-0.0010

-0.0010

-0.0020

MaxMisP = 0.0100

Num_MaxMisP_int =7

MaxMisQ = 0.0122

Num_MaxMisQ_int = 2

TAREA 6: Variación de Tensiones

DeIth =

-0.0000

-0.1131

-0.1210

-0.1230

-0.1379

-0.1390

-0.1401

-0.1411

-0.1419

-0.1428

-0.1430

DeIV =

-0.0000

-0.1084

-0.1188

-0.1214

-0.1418

-0.1434

-0.1449

-0.1462

-0.1474

-0.1487

-0.1490

+-----+-----+

Flujo de Carga LT CAÑETE TESIS

+-----+-----+

CON REGULACIÓN EN LA BARRA 2 1 TERNA

Máximo error de potencia: 0.00018381

Numero de iteraciones: 3

Tensiones en barras:

Vbus =

1.0500

1.0000

0.9892

0.9864

0.9650

0.9633

0.9618

0.9604

0.9592

0.9578

0.9575

ThBus =

-0.0000

-13.7120

-14.1706

-14.2851

-15.1815

-15.2524

-15.3210

-15.3828

-15.4334

-15.4871

-15.4992

Potencias generadas:

Pot_Gen =

0.0700 + 0.0100i

0.0000 + 0.0000i

Cargas en barras:

Pot_Car =

0.0000 + 0.0000i

0.0090 + 0.0010i

0.0100 + 0.0010i

0.0080 + 0.0010i

0.0060 + 0.0010i

0.0020 + 0.0010i

0.0100 + 0.0020i

0.0060 + 0.0000i

0.0050 + 0.0010i

0.0050 + 0.0010i

0.0080 + 0.0020i

Flujos en las líneas

NumIniRam	NumFinRam	P_km	Q_km
1.0000	2.0000	0.0129	0.0138
2.0000	3.0000	0.0346	0.0369
3.0000	4.0000	0.0289	0.0309
4.0000	5.0000	0.0244	0.0261
5.0000	6.0000	0.0205	0.0219
6.0000	7.0000	0.0190	0.0203
7.0000	8.0000	0.0133	0.0142
8.0000	9.0000	0.0104	0.0111
9.0000	10.0000	0.0076	0.0081
10.0000	11.0000	0.0047	0.0051
2.0000	1.0000	-0.0123	-0.0132
3.0000	2.0000	-0.0342	-0.0365
4.0000	3.0000	-0.0288	-0.0308
5.0000	4.0000	-0.0239	-0.0255
6.0000	5.0000	-0.0204	-0.0218
7.0000	6.0000	-0.0190	-0.0202
8.0000	7.0000	-0.0132	-0.0142
9.0000	8.0000	-0.0104	-0.0111
10.0000	9.0000	-0.0076	-0.0081
11.0000	10.0000	-0.0047	-0.0051

Pérdidas en las líneas

NumIniRam	NumFinRam	Pérdidas(p.u)
1.0000 + 0.0000i	2.0000 + 0.0000i	0.0006 - 0.0007i
2.0000 + 0.0000i	3.0000 + 0.0000i	0.0004 - 0.0004i
3.0000 + 0.0000i	4.0000 + 0.0000i	0.0001 - 0.0001i
4.0000 + 0.0000i	5.0000 + 0.0000i	0.0005 - 0.0006i
5.0000 + 0.0000i	6.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
6.0000 + 0.0000i	7.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
7.0000 + 0.0000i	8.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
8.0000 + 0.0000i	9.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
9.0000 + 0.0000i	10.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
10.0000 + 0.0000i	11.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i

| PROGRAMA : AFC |
| DESCRIPCION : ANALISIS DE FLUJO DE CARGA |

TAREA 1: Lectura de Datos
TAREA 2: Matriz Admitancia

Y_Gdiag =

- 0.2466
- 3.4376
- 13.8287
- 11.7938
- 13.9196
- 25.5271
- 22.8937
- 18.8725
- 14.6510
- 21.5883
- 15.6797

Y_Gkm =

-0.2466

-3.1910

-10.6377

-1.1561

-12.7636

-12.7636

-10.1301

-8.7424

-5.9087

-15.6797

Y_Bdiag =

-0.2633

-3.6690

-14.7704

-12.5990

-14.8625

-27.2564

-24.4505

-20.1568

-15.6436

-23.0516

-16.7425

Y_Bkm =

0.2633

3.4057

11.3647

1.2344

13.6282

13.6282

10.8223

9.3345

6.3091

16.7425

TAREA 3: Potencias Nodales Pk y Qk

P_cal =

0.0129

-0.0123

0

0

0

0

0

0

0

0

0

Q_cal =

0.0138

-0.0132

0

0

0

0

0

0

0

0

0

TAREA 4: Matriz Jacobiana del sistema (en pu)

H =

0.2765	-0.2765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2765	3.6822	-3.4057	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.4057	14.7704	-11.3647	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-11.3647	12.5990	-1.2344	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.2344	14.8625	-13.6282	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-13.6282	27.2564	-13.6282	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-13.6282	24.4505	-10.8223	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.8223	20.1568	-9.3345	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-9.3345	15.6436	-6.3091	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-6.3091	23.0516	-16.7425	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.7425	16.7425	0

N =

0.2712	-0.2589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2466	3.4252	-3.1910	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.1910	13.8287	-10.6377	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-10.6377	11.7938	-1.1560	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.1561	13.9196	-12.7636	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-12.7636	25.5271	-12.7636	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-12.7636	22.8937	-10.1301	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.1301	18.8725	-8.7424	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-8.7424	14.6510	-5.9087	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-5.9087	21.5883	-15.6797	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-15.6797	15.6797	0

M =

-0.2589	0.2589	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.2589	-3.4499	3.1910	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	3.1910	-13.8287	10.6377	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	10.6377	-11.7938	1.1561	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	1.1561	-13.9196	12.7636	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	12.7636	-25.5271	12.7636	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	12.7636	-22.8937	10.1301	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	10.1301	-18.8725	8.7424	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	8.7424	-14.6510	5.9087	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	5.9087	-21.5883	15.6797	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.6797	-15.6797	0

L =

0.2896	-0.2765	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.2633	3.6559	-3.4057	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	-3.4057	14.7704	-11.3647	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	-11.3647	12.5990	-1.2344	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	-1.2344	14.8625	-13.6282	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-13.6282	27.2564	-13.6282	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	-13.6282	24.4505	-10.8223	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	-10.8223	20.1568	-9.3345	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	-9.3345	15.6436	-6.3091	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	-6.3091	23.0516	-16.7425	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	-16.7425	16.7425	0

TAREA 5: Resíduos de Potencia

DelP =

0.0571

0.0033

-0.0100

-0.0080

-0.0060

-0.0020

-0.0100

-0.0060

-0.0050

-0.0050

-0.0080

DelQ =

-0.0038

0.0122

-0.0010

-0.0010

-0.0010

-0.0010

-0.0020

0

-0.0010

-0.0010

-0.0020

MaxMisP = 0.0100

Num_MaxMisP_int = 7

MaxMisQ = 0.0020

Num_MaxMisQ_int = 11

TAREA 6: Variación de Tensiones

DelTh =

0.0000

-0.2050

-0.2129

-0.2149

-0.2298

-0.2309

-0.2320

-0.2330

-0.2338

-0.2347

-0.2349

DelV =

0.0000

-0.0000

-0.0104

-0.0130

-0.0334

-0.0350

-0.0365

-0.0378

-0.0390

-0.0402

-0.0405

+-----+-----+

Flujo de Carga LT CAÑETE TESIS |

+-----+-----+

**REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO
AYACUCHO.EL TRÉBOL II ETAPA E INSTALACIÓN DE EQUIPOS
ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA CAÑETE
TESISTAS: STARKE BULEJE, MONDALGO ORTIZ, MEZA RETAMOZO**

FLUJO DE POTENCIA 2 TERNA 2(3X1X95 mm²), 22,9 kV

Máximo error de potencia: 0.00044251

Numero de iteraciones: 2

Tensiones en barras:

Vbus =

1.0500

0.9895

0.9854

0.9843

0.9760

0.9754

0.9748

0.9744

0.9739

0.9733

0.9731

ThBus =

0.0000

-2.2798

-2.4376

-2.4782

-2.7886

-2.8137

-2.8321

-2.8494

-2.8645

-2.8879

-2.8952

Potencias generadas:

Pot_Gen =

0.0700 + 0.0100i

0.0000 + 0.0000i

Cargas en barras:

Pot_Car =

0.0000 + 0.0000i

0.0070 + 0.0010i

0.0060 + 0.0010i

0.0060 + 0.0010i

0.0036 + 0.0010i

0.0070 + 0.0010i

0.0060 + 0.0020i

0.0030 + 0.0000i

0.0005 + 0.0010i

0.0027 + 0.0010i

0.0098 + 0.0020i

Flujos en las Líneas

NumIniRam	NumFinRam	P_km	Q_km
1.0000	2.0000	0.0314	0.0335
2.0000	3.0000	0.0256	0.0273
3.0000	4.0000	0.0222	0.0237
4.0000	5.0000	0.0189	0.0202
5.0000	6.0000	0.0166	0.0178
6.0000	7.0000	0.0129	0.0138
7.0000	8.0000	0.0092	0.0099
8.0000	9.0000	0.0079	0.0084
9.0000	10.0000	0.0071	0.0076
10.0000	11.0000	0.0054	0.0058
2.0000	1.0000	-0.0295	-0.0315
3.0000	2.0000	-0.0255	-0.0272
4.0000	3.0000	-0.0222	-0.0237
5.0000	4.0000	-0.0188	-0.0200
6.0000	5.0000	-0.0166	-0.0177
7.0000	6.0000	-0.0129	-0.0138
8.0000	7.0000	-0.0092	-0.0099
9.0000	8.0000	-0.0079	-0.0084
10.0000	9.0000	-0.0071	-0.0076
11.0000	10.0000	-0.0054	-0.0058

Pérdidas en las líneas

NumIniRam	NumFinRam	Pérdidas(p.u)
1.0000 + 0.0000i	2.0000 + 0.0000i	0.0018 - 0.0019i
2.0000 + 0.0000i	3.0000 + 0.0000i	0.0001 - 0.0001i
3.0000 + 0.0000i	4.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
4.0000 + 0.0000i	5.0000 + 0.0000i	0.0002 - 0.0002i
5.0000 + 0.0000i	6.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
6.0000 + 0.0000i	7.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
7.0000 + 0.0000i	8.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
8.0000 + 0.0000i	9.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
9.0000 + 0.0000i	10.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i
10.0000 + 0.0000i	11.0000 + 0.0000i	0.0000 - 0.0000i

ANEXO N°3

FORMATOS

FICHA DE INDICADORES DE INVERSION			
PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL			
Nombre del Proyecto	AMPLIACION DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION N.AYACUCHO-EL TREBOL II ETAPA		
Departamento	Lima		
Provincia	Cañete		
Distrito	San vicente de Cañete		
Fecha de aprobación de Estudios Definitivos	-----		
Especificaciones			
Lineas Primarias: Sistema 3Ø ; 20 a 22,9 kV; Longitud 37.85 km			
Redes Primarias: 3Ø en 20 o 22,9 kV. Conductor de AAAC, Postes de madera			
Redes Secundarias: Sistema 3Ø			
Alumbrado Público: Lámparas de vapor de Na de 70 W		750	Unidades
La potencia de Alumbrado Público para el primer año es igual		60	KW
Población electrificada	32,485	Habitantes	
Número de Conexiones:			
Número de Conexiones de BT-Totales	7,861	Conexiones	
Número de Conexiones de MT	0	Localidades	
Inversiones			
Componentes	US\$ (sin IGV)	Cantidad	Unidad
Intangibles	226,960.9	-----	US \$
Central de Generación	-----	-----	KW
Subestación Alimentación	-----	-----	kVA
Línea de Subtransmision 2 Ternas, con en Adecuacion 22,9 kV	1,146,567.8	37.85	km
Línea Primaria 1Ø - MRT			km
Red Primaria de nuevas localidades con Subestaciones Distribucion	436,548.5	-----	km
Subestaciones de Distribución (MT-BT)	-----	6,752.4	kVA
Red Secundaria con Alumbrado Publico	3,221,784.1	-----	km
Gastos Preoperativos	55,514.7	-----	US \$
Costo Total de distribución	5,087,376.0		
Costo Total de Acometidas Domiciliarias	519,606.1	7,861	Conexiones
Impuesto General a las Ventas	1,009,256.8		
Inversión Total (US\$)	6,616,238.9		
Indicadores del Componente			
US\$ / KW de Generación	-----	US\$ / KW	
kVA de Transformación Distribución (MT-BT) / Conexiones en BT	-----	kVA / Conexión	
Alumbrado Público	7.6	W/Conexión	
US\$ / km Subestacion3Ø (sin IGV)		US\$ / km	
US\$ / km Línea Primaria 3Ø - Doble Terna (sin IGV)		US\$ / km	
US\$ / Conexión Línea Primaria 3Ø 2T	145.8	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Línea Primaria 1Ø - MRT	0.0	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Red Primaria (1/)	55.5	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Red Secundaria mas Alumbrado Publico	409.8	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Acometidas Domiciliarias	66.1	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Intangibles	28.9	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión Otros Costos(*)	7.1	US\$ / Conexión	
US\$ / Conexión (Sin IGV)	713.2	US\$ / Conexión	
(1/) Incluye subestaciones de distribución (MT/BT)			
(*) Incluye Gastos Preoperativos			
T.C. = 3.5			
I.G.V. = 18%			

FICHA DE INDICADORES

PROYECTO DE TESIS

AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN N.AYACUCHO-EL TRÉBOL II ETAPA

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	N° de conexiones totales (al año 1)	7,861
2	kWh-mes doméstico/conexión	92
3	% de pérdidas de energía	1%
4	kW doméstico/conexión	0.56
5	Factor de Carga	23%
6	Capacidad de SS.EE. (kVA)	6,752
7	km de líneas primarias	37.85
8	N° de Módulos fotovoltaicos Para el 1er Año (1)	45,118
9	Inversión del proyecto US\$ (con IGV)	6,616,239
10	US\$/conexión (con IGV) de ALT 1	841.61
11	US\$/conexión (con IGV) de ALT 2	7,987.77
12	VAN Privado (US\$)	-974,041
13	VAN Social (US\$)	17,959,360
14	Año en que empieza a cubrir O&M	2,021

(1) Cada módulo consta de 2 paneles solares.

T.C. = 3.5 , IGV = 18%

**FORMATO 1
ALTERNATIVAS PARA
ALCANZAR EL OBJETIVO CENTRAL**

DESCRIPCION DE LAS ALTERNATIVAS			
	COMPONENTES	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
1	<ul style="list-style-type: none"> - Líneas Primarias - Redes Primarias - Redes secundarias - Conexiones Domiciliarias 	<p>Implementación de la línea de subtransmisión Ayacucho - El Trébol II Etapa con línea y redes convencionales</p>	
2	<p>Sistema Fotovoltáico:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Panel Solar - Batería - Controlador de carga - Luminaria - Interruptor de un polo - Caja de conexiones 		<p>Implementación del ampliación de la línea de subtransmisión Ayacucho - El TRÉBOL II Etapa con Modulos Fotovoltaicos.</p>

FORMATO 3
ANALISIS GENERAL DE LA
OFERTA DE AMPLIACION DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION N.AYACUCHO-EL TREBOL II ETAPA

Alternativa 1

La oferta de energía disponible en el área de influencia del proyecto del AMPLIACION DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION N.AYACUCHO-EL TREBOL II ETAPA proviene de la que alimenta a los circuitos en 22,9 kV , aliviando la carga de la . 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 2021.

Fuente de Suministro	Potencia Nominal (kVA)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Utilizada (kW)	Potencia de Reserva (kW)
0	7,000	6,650	4,383	2,267
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 privados

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 INVERSION (*)																					
1. Intangibles																					
Estudios	159,768																				
Supervisión	372,715																				
Afectaciones	252,257																				
Pago por servidumbre	9,623																				
2. Inversión en Activos: Línea de Subtransmisión																					
Suministro de Materiales Locales	1,719,851.64																				
Suministro de Materiales Importados	1,146,567.76																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	687,940.66																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	458,627.10																				
Transporte																					
3. Inversión en Activos Fijos: Red Primaria																					
Suministro de Materiales Locales	654,822.78																				
Suministro de Materiales Importados	436,548.52																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	261,929.11																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	174,619.41																				
Transporte																					
4. Inversión A. Fijos: Red Secundaria y Alumbrado P.																					
Suministro de Materiales Locales	4,832,676.18																				
Suministro de Materiales Importados	3,221,784.12																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	1,933,070.47																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	1,288,713.65																				
Transporte																					
5. Inversión en Activos Fijos: Acometida Domiciliaria																					
Suministro de Materiales Locales	779,409.12																				
Suministro de Materiales Importados	519,606.08																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	311,763.65																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	207,842.43																				
Transporte																					
6. Gastos Preoperativos (**)	194,301.36																				
7. Capital de Trabajo Inicial																					
8. Valor Residual (-) (***)																					
9. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	3,532,398.71																				
Subtotal costos de inversión	23,156,836			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Compra de energía		1,944,141	1,983,366	2,023,328	2,064,059	2,105,582	2,147,919	2,191,090	2,235,113	2,279,944	2,325,662	2,372,287	2,419,837	2,468,332	2,517,792	2,568,236	2,619,684	2,672,156	2,725,674	2,780,259	2,835,931
2. Costos de operación y mantenimiento		549,755	555,056	560,408	565,811	571,267	576,775	582,337	587,951	593,621	599,344	605,123	610,958	616,849	622,786	628,801	634,864	640,986	647,166	653,406	659,706
3. Impuesto a la renta (****)		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)	23,156,836	2,493,897	2,538,422	2,583,736	2,629,871	2,676,849	2,724,694	2,773,426	2,823,065	2,873,564	2,925,006	2,977,410	3,030,795	3,085,181	3,140,588	3,197,037	3,254,548	3,313,142	3,372,840	3,433,665	3,495,638
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)	23,156,836	2,493,897	2,538,422	2,583,736	2,629,871	2,676,849	2,724,694	2,773,426	2,823,065	2,873,564	2,925,006	2,977,410	3,030,795	3,085,181	3,140,588	3,197,037	3,254,548	3,313,142	3,372,840	3,433,665	3,495,638

OBSERVACIONES:
 (*) Incluye Gastos Generales y Utilidades
 (**) Gastos Preoperativos (1% del monto total del costo de obra más intangibles)
 (***) No son necesarias las reposiciones en el horizonte del proyecto.
 (****) En este análisis no se considera los saldos a favor por impuesto a la Renta.
 Debido a lo estipulado en la Ley de Promoción de la Inversión en la Amazonía, Ley N° 27037, el I.G.V. es igual a 0.
CONSIDERACIONES:
 Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.
 Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

Variables importantes:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de compra de energía (US\$/KWh)	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525	0.0525
2. Tipo de cambio (S/US\$)	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
3. Tarifa de compra de energía (S./KWh)*	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836	0.1836
4. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%
5. Porcentaje de costos de OYM**	2.50%	2.50%	2.52%	2.55%	2.57%	2.60%	2.62%	2.65%	2.67%	2.70%	2.73%	2.75%	2.78%	2.81%	2.83%	2.86%	2.89%	2.91%	2.94%	2.97%	3.00%

* Considera el Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión del Sistema Eléctrico CANIETE según OSINERG-GART.
 ** Estimado a partir de información provista por Empresas Distribuidoras.

FORMATO 5-A
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 1
A precios sociales

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 INVERSION																						
1. Intangibles																						
Estudios	1.00	159,768																				
Supervisión	1.00	372,715																				
Afectaciones	1.00	252,257																				
Pago por servidumbre	1.00	9,623																				
2. Inversión en Activos: Línea de Subtransmisión																						
Suministro de Materiales Locales	1.00	1,719,852																				
Suministro de Materiales Importados	0.96	1,105,635																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	0.87	598,233																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	0.41	188,037																				
Transporte	1.00	0																				
3. Inversión en Activos Fijos: Red Primaria																						
Suministro de Materiales Locales	1.00	654,823																				
Suministro de Materiales Importados	0.96	420,964																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	0.87	227,774																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	0.41	71,594																				
Transporte	1.00	0																				
4. Inversión A. Fijos: Red Secundaria y Alumbrado P.																						
Suministro de Materiales Locales	1.00	4,832,676																				
Suministro de Materiales Importados	0.96	3,106,766																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	0.87	1,680,998																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	0.41	528,373																				
Transporte	1.00	0																				
5. Inversión en Activos Fijos: Acometida Domiciliaria																						
Suministro de Materiales Locales	1.00	779,409																				
Suministro de Materiales Importados	0.96	501,056																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra Calificada)	0.87	271,110																				
Montaje Electromecánico (Mano de Obra No Calificada)	0.41	85,215																				
Transporte	1.00	0																				
6. Gastos Preoperativos																						
	1.00	194,301																				
7. Capital de Trabajo Inicial																						
	1.00	0																				
8. Valor Residual (-)																						
	1.00	0																				
9. Impuesto General a las Ventas I.G.V.																						
	0.00	0																				
Subtotal costos de inversión		17,761,179	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO																						
1. Compra de energía		0	1,647,578	1,680,819	1,714,685	1,749,203	1,784,392	1,820,270	1,856,856	1,894,164	1,932,156	1,970,900	2,010,413	2,050,710	2,091,807	2,133,722	2,176,471	2,220,071	2,264,539	2,309,893	2,356,151	2,403,331
2. Otros costos de operación y mantenimiento		0	465,894	470,386	474,922	479,501	484,125	488,793	493,506	498,264	503,068	507,919	512,816	517,761	522,753	527,794	532,883	538,021	543,208	548,446	553,734	559,073
C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)		17,761,179	2,113,472	2,151,205	2,189,607	2,228,704	2,268,516	2,309,063	2,350,361	2,392,428	2,435,224	2,478,819	2,523,229	2,568,470	2,614,560	2,661,516	2,709,354	2,758,092	2,807,747	2,858,339	2,909,885	2,962,405
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)		17,761,179	2,113,472	2,151,205	2,189,607	2,228,704	2,268,516	2,309,063	2,350,361	2,392,428	2,435,224	2,478,819	2,523,229	2,568,470	2,614,560	2,661,516	2,709,354	2,758,092	2,807,747	2,858,339	2,909,885	2,962,405

OBSERVACION:

(*) Efecto de aranceles, impuesto a la renta e I.G.V.

Indicador:

Costos de inversión (precios privados): 23,156,836 S/.

Costos de inversión (precios sociales): 17,761,179 S/.

Factor de corrección de la inversión: 0.77

FORMATO 5
COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
A precios privados

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 INVERSION																					
1. Intangibles	2,814,140																				
2. Inversión en Activos Fijos																					
Suministro de materiales																					
Panel Solar con Soporte	93,034,444																				
Controlador de Carga	9,129,345																				
Batería	13,529,196																				
Luminaria c/lampara	10,700,580																				
Interrupor de un polo	331,617																				
Caja de Conexiones	4,873,590																				
Montaje electromecánico																					
Mano de Obra Calificada	11,948,171																				
Mano de Obra No Calificada	5,120,645																				
Transporte	1,896,535																				
3. Reposiciones			13,529,196	10,700,580		13,529,196		10,700,580	13,529,196	9,129,345		24,229,776			24,229,776	10,700,580		24,229,776		19,829,925	24,229,776
4. Gastos Preoperativos(*)	3,011,282																				
5. Capital de Trabajo inicial																					
6. Imprevistos(**)	1,454,435																				
7. Valor Residual (-)																					
8. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	28,411,917	0	2,435,255	1,926,104	0	2,435,255	0	1,926,104	2,435,255	1,643,282	0	4,361,360	0	0	4,361,360	1,926,104	0	4,361,360	0	3,569,386	4,361,360
Subtotal costos de inversión	186,255,897	0	15,964,452	12,626,684	0	15,964,452	0	12,626,684	15,964,452	10,772,627	0	28,591,136	0	0	28,591,136	12,626,684	0	28,591,136	0	23,399,311	28,591,136
B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
1. Costos de operación y mantenimiento		1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657	1,776,657
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)	186,255,897	1,776,657	17,741,108	14,403,341	1,776,657	17,741,108	1,776,657	14,403,341	17,741,108	12,549,284	1,776,657	30,367,792	1,776,657	1,776,657	30,367,792	14,403,341	1,776,657	30,367,792	1,776,657	25,175,968	30,367,792
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)	186,255,897	1,776,657	17,741,108	14,403,341	1,776,657	17,741,108	1,776,657	14,403,341	17,741,108	12,549,284	1,776,657	30,367,792	1,776,657	1,776,657	30,367,792	14,403,341	1,776,657	30,367,792	1,776,657	25,175,968	30,367,792

OBSERVACIONES:

(*) Se considera el 2% del Monto Total de la Obra

(**) Se considera el 1% del Monto Total de la Obra

(***) En este análisis se considera que cuando la empresa obtiene pérdidas no se descuenta el Impuesto a la Renta.

CONSIDERACIONES:

Intangibles: estudios complementarios de ingeniería y expedientes técnicos.

Inversión en Activos Fijos: Suministros de materiales, montaje electromecánico y transporte.

NOTA: Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.

Variables importantes:

Costos de operación y mantenimiento:

Impuesto General a las Ventas I.G.V.

Valoración

1.00%

18%

Fuente de información:

DEP/DEM

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

	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																					
Venta de energía domésticos		3,712,253	3,786,498	3,862,228	3,939,473	4,018,262	4,098,628	4,180,600	4,264,212	4,349,496	4,436,486	4,525,216	4,615,720	4,708,035	4,802,195	4,898,239	4,996,204	5,096,128	5,198,051	5,302,012	5,408,052
Venta de energía comerciales		259,858	265,055	270,356	275,763	281,278	286,904	292,642	298,495	304,465	310,554	316,765	323,100	329,562	336,154	342,877	349,734	356,729	363,864	371,141	378,564
Venta de energía Uso general		259,858	265,055	270,356	275,763	281,278	286,904	292,642	298,495	304,465	310,554	316,765	323,100	329,562	336,154	342,877	349,734	356,729	363,864	371,141	378,564
Venta de energía peq. Industrial		259,858	265,055	270,356	275,763	281,278	286,904	292,642	298,495	304,465	310,554	316,765	323,100	329,562	336,154	342,877	349,734	356,729	363,864	371,141	378,564
Venta de energía cargas especiales		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venta de energía alumbrado público		123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899	123,899
Costo por Derecho de Conexión		219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135
Subtotal ventas de energía	4,834,860	4,924,697	5,016,330	5,109,796	5,205,131	5,302,373	5,401,560	5,502,730	5,605,924	5,711,182	5,818,545	5,928,055	6,039,756	6,153,690	6,269,903	6,388,441	6,509,349	6,632,675	6,758,468	6,886,777	
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin 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)																					
Total ventas de energía y Derecho de Conexión		4,834,860	4,924,697	5,016,330	5,109,796	5,205,131	5,302,373	5,401,560	5,502,730	5,605,924	5,711,182	5,818,545	5,928,055	6,039,756	6,153,690	6,269,903	6,388,441	6,509,349	6,632,675	6,758,468	6,886,777

Variables Importantes:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de venta de energía (US\$)	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258	0.1258
2. Tipo de cambio (S./US\$)	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50
3. Tarifa de venta de energía (S./.)*	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402	0.4402
4. Tarifa de venta de energía Alumbrado Público (S./)**	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997	0.3997
5. Periodo de depreciación (años)	20																				
6. Tasa de impuesto a la renta	30%																				
7. Impuesto General a las Ventas I.G.V.	18%																				

Observaciones:

(*) Tarifa BT5B, sin aplicar el FOSE (S./kWh) del Sistema Eléctrico CAÑETE según OSINERG-GART.
(**) Tarifa BT5C - Alumbrado Público (S./kWh) del Sistema Eléctrico CAÑETE según OSINERG-GART.

Estado de Pérdidas y Ganancias:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Total ventas de energía		4,615,725	4,705,562	4,797,195	4,890,661	4,985,996	5,083,238	5,182,425	5,283,596	5,386,790	5,492,047	5,599,410	5,708,921	5,820,621	5,934,556	6,050,769	6,169,306	6,290,214	6,413,540	6,539,333	6,667,642
2. Derecho de Conexión		219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135
3. Compra de energía		-1,944,141	-1,983,366	-2,023,328	-2,064,059	-2,105,582	-2,147,919	-2,191,090	-2,235,113	-2,279,944	-2,325,662	-2,372,287	-2,419,837	-2,468,332	-2,517,792	-2,568,236	-2,619,684	-2,672,156	-2,725,674	-2,780,259	-2,835,931
4. Otros costos de operación y mantenimiento		-549,755	-555,056	-560,408	-565,811	-571,267	-576,775	-582,337	-587,951	-593,621	-599,344	-605,123	-610,958	-616,849	-622,796	-628,801	-634,864	-640,986	-647,166	-653,406	-659,706
5. Depreciación		-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563	-665,563
6. Utilidad antes de impuestos		1,675,400	1,720,712	1,767,030	1,814,362	1,862,719	1,912,115	1,962,570	2,014,103	2,066,797	2,120,613	2,175,572	2,231,697	2,289,011	2,347,538	2,407,303	2,468,329	2,530,644	2,594,272	2,659,240	2,725,576
7. Impuesto a la renta		502,620	516,213	530,109	544,309	558,816	573,635	588,771	604,231	620,039	636,184	652,672	669,509	686,703	704,262	722,191	740,499	759,193	778,281	797,772	817,673

Indicador:

Pago estimado mensual por cliente

En soles	S./	48.93	48.90	48.88	48.85	48.83	48.80	48.78	48.76	48.74	48.71	48.69	48.67	48.65	48.63	48.61	48.59	48.57	48.55	48.53	48.52
En dólares		13.98	13.97	13.96	13.96	13.95	13.94	13.94	13.93	13.92	13.92	13.91	13.91	13.90	13.89	13.89	13.88	13.88	13.87	13.87	13.86

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

	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 económico iluminación		3,014,521	3,074,811	3,136,308	3,199,034	3,263,014	3,328,275	3,394,840	3,462,737	3,531,992	3,602,632	3,674,684	3,748,178	3,823,141	3,899,604	3,977,596	4,057,148	4,138,291	4,221,057	4,305,478	4,391,588	
Voluntad de pago por radio y televisión		3,560,414	3,631,623	3,704,255	3,778,340	3,853,907	3,930,985	4,009,605	4,089,797	4,171,593	4,255,025	4,340,125	4,426,928	4,515,466	4,605,776	4,697,891	4,791,849	4,887,686	4,985,440	5,085,149	5,186,852	
Voluntad de pago por refrigeración		6,359,219	6,486,404	6,616,132	6,748,455	6,883,424	7,021,092	7,161,514	7,304,744	7,450,839	7,599,856	7,751,853	7,906,890	8,065,028	8,226,328	8,390,855	8,558,672	8,729,846	8,904,442	9,082,531	9,264,182	
Beneficio económico otros usos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Otros beneficios valorables		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub total beneficios económicos		12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,158	18,842,621	
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	
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																						
Beneficios económicos incrementales		12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,158	18,842,621	

Variables importantes:	Valor	Fuente de información
Tasa de IGV:	18%	SUNAT
Tipo de cambio (S./US\$):	3.50	
Beneficio anual por iluminación:	109.6 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por radio y televisión:	129.4 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por refrigeración:	231.1 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por otros usos:	0.0 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Indicador		
Total beneficio mensual por abonado: dólares	39.2 US\$/ abonado	
Total beneficio mensual por abonado: soles	137.1 S/. Abonado	
KWh anuales por iluminación:	87.6 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por radio y televisión:	64.8 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por refrigeración:	0.0 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales otros usos:	0.0 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA Internacional, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Kwh anuales por abonado	152.4 KWh/ abonado	

FORMATO 6

BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2

(A precios privados)

	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		1,948,047	1,987,008	2,026,749	2,067,284	2,108,629	2,150,802	2,193,818	2,237,694	2,282,448	2,328,097	2,374,659	2,422,152	2,470,595	2,520,007	2,570,407	2,621,815	2,674,252	2,727,737	2,782,292	2,837,937
2.- Situación sin Proyecto																					
Beneficios sin 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		1,948,047	1,987,008	2,026,749	2,067,284	2,108,629	2,150,802	2,193,818	2,237,694	2,282,448	2,328,097	2,374,659	2,422,152	2,470,595	2,520,007	2,570,407	2,621,815	2,674,252	2,727,737	2,782,292	2,837,937

Variables importantes:	Valoración	Fuente de información:
Cuota mensual por abonado (sin IGV):	5,00 US\$	Regulador de servicios fotovoltaicos. OSINERG.
Período de reposición activos generales:	20 años	Fabricante.
Período de reposición de baterías:	3 años	Fabricante.
Período de reposición de controladores:	10 años	Fabricante.
Período de reposición de luminarias:	4 años	Fabricante.
Período de reposición de Interruptor de un polo	20 años	
Período 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\$)	3.50 S/. US\$	

Estado de pérdidas y ganancias:	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		1,948,047	1,987,008	2,026,749	2,067,284	2,108,629	2,150,802	2,193,818	2,237,694	2,282,448	2,328,097	2,374,659	2,422,152	2,470,595	2,520,007	2,570,407	2,621,815	2,674,252	2,727,737	2,782,292	2,837,937
2. Costos de operación y mantenimiento		-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657	-1,776,657
3. Depreciación activos generales		-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722	-4,651,722
4. Depreciación baterías		-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732	-4,509,732
5. Depreciación controladores		-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935	-912,935
6. Depreciación luminarias		-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145	-2,675,145
7. Depreciación Interruptores		-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581	-16,581
6. Depreciación Caja de Conexiones		-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679	-243,679
7. Utilidad antes de impuestos		-2,838,403	-2,799,442	-2,759,702	-2,719,167	-2,677,822	-2,635,649	-2,592,633	-2,548,757	-2,504,003	-2,458,354	-2,411,792	-2,364,299	-2,316,856	-2,266,444	-2,216,043	-2,164,635	-2,112,189	-2,058,714	-2,004,159	-1,948,513
8. Impuesto a la renta		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9. Utilidad después de Impuestos		-2,838,403	-2,799,442	-2,759,702	-2,719,167	-2,677,822	-2,635,649	-2,592,633	-2,548,757	-2,504,003	-2,458,354	-2,411,792	-2,364,299	-2,316,856	-2,266,444	-2,216,043	-2,164,635	-2,112,189	-2,058,714	-2,004,159	-1,948,513

Indicador:																					
Cuota de servicio paneles/ cuota de servicio del PSE		0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43	0.43	0.43

FORMATO 7
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
(A precios privados)

	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	4,834,860	4,924,697	5,016,330	5,109,796	5,205,131	5,302,373	5,401,560	5,502,730	5,605,924	5,711,182	5,818,545	5,928,055	6,039,756	6,153,690	6,269,903	6,388,441	6,509,349	6,632,675	6,758,468	6,886,777
ALTERNATIVA 2	0	1,948,047	1,987,008	2,026,749	2,067,284	2,108,629	2,150,802	2,193,818	2,237,694	2,282,448	2,328,097	2,374,659	2,422,152	2,470,595	2,520,007	2,570,407	2,621,815	2,674,252	2,727,737	2,782,292	2,837,937
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	23,156,836	2,493,897	2,538,422	2,583,736	2,629,871	2,676,849	2,724,694	2,773,426	2,823,065	2,873,564	2,925,006	2,977,410	3,030,795	3,085,181	3,140,588	3,197,037	3,254,548	3,313,142	3,372,840	3,433,665	3,495,638
ALTERNATIVA 2	186,255,897	1,776,657	17,741,108	14,403,341	1,776,657	17,741,108	1,776,657	14,403,341	17,741,108	12,549,284	1,776,657	30,367,792	1,776,657	1,776,657	30,367,792	14,403,341	1,776,657	30,367,792	1,776,657	25,175,968	30,367,792
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-23,156,836	2,340,963	2,386,275	2,432,594	2,479,925	2,528,282	2,577,679	2,628,134	2,679,666	2,732,360	2,786,176	2,841,135	2,897,260	2,954,575	3,013,102	3,072,866	3,133,893	3,196,207	3,259,835	3,324,803	3,391,139
ALTERNATIVA 2	-186,255,897	171,391	15,754,100	12,376,592	290,627	-15,632,479	374,145	-12,209,523	-15,503,414	-10,266,836	551,440	-27,993,133	645,496	693,939	27,847,785	11,832,933	845,159	27,693,541	951,080	22,393,677	27,529,855

ALTERNATIVAS	VAN (12%)	TIR
ALTERNATIVA 1	-3,409,143	N.A.
ALTERNATIVA 2	256,085,240	N.A.

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

FORMATO 6-A
BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - ALTERNATIVA 2
(A precios sociales)

	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 económico iluminación		3,014,521	3,074,811	3,136,308	3,199,034	3,263,014	3,328,275	3,394,840	3,462,737	3,531,992	3,602,632	3,674,684	3,748,178	3,823,141	3,899,604	3,977,596	4,057,148	4,138,291	4,221,057	4,305,478	4,391,588	
Voluntad de pago por radio y televisión		3,560,414	3,631,623	3,704,255	3,778,340	3,853,907	3,930,985	4,009,605	4,089,797	4,171,593	4,255,025	4,340,125	4,426,928	4,515,466	4,605,776	4,697,891	4,791,849	4,887,686	4,985,440	5,085,149	5,186,852	
Beneficio por Refrigeración		6,359,219	6,486,404	6,616,132	6,748,455	6,883,424	7,021,092	7,161,514	7,304,744	7,450,839	7,599,856	7,751,853	7,906,890	8,065,028	8,226,328	8,390,855	8,558,672	8,729,846	8,904,442	9,082,531	9,264,182	
Sub total beneficios económicos		12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,158	18,842,621	
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	
3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)																						
Beneficios económicos incrementales		12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,158	18,842,621	

Variables importantes:	Valor	Fuente de información
Beneficio anual por iluminación:	109.6 US\$/ abonado	
Beneficio anual por radio y televisión:	129.4 US\$/ abonado	
Beneficio anual por refrigeración:	231.1 US\$/ abonado	
Tasa de IGv:	18%	
Tipo de cambio (S/.US\$)	3.50 S/. US\$	

FORMATO 7-A
VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS PARA CADA ALTERNATIVA
(A precios sociales)

	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	12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,658	18,842,621
ALTERNATIVA 2	0	12,934,155	13,192,838	13,456,695	13,725,829	14,000,345	14,280,352	14,565,959	14,857,278	15,154,424	15,457,512	15,766,663	16,081,996	16,403,636	16,731,708	17,066,343	17,407,669	17,755,823	18,110,939	18,473,658	18,842,621
2.- Costos Incrementales																					
ALTERNATIVA 1	17,761,179	2,113,472	2,151,205	2,189,607	2,228,704	2,268,516	2,309,063	2,350,361	2,392,428	2,435,224	2,478,819	2,523,229	2,568,470	2,614,560	2,661,516	2,709,354	2,758,092	2,807,747	2,858,339	2,909,885	2,962,405
ALTERNATIVA 2	148,566,683	1,505,641	14,551,845	11,824,210	1,505,641	14,551,845	1,505,641	11,824,210	14,551,845	10,309,069	1,505,641	24,870,414	1,505,641	1,505,641	24,870,414	11,824,210	1,505,641	24,870,414	1,505,641	20,627,638	24,870,414
3.- Beneficios Netos Totales																					
ALTERNATIVA 1	-17,761,179	10,820,683	11,041,633	11,267,088	11,497,125	11,731,829	11,971,289	12,215,598	12,464,851	12,719,200	12,978,693	13,243,434	13,513,525	13,789,075	14,070,193	14,356,989	14,649,578	14,948,075	15,252,600	15,563,273	15,880,217
ALTERNATIVA 2	-148,566,683	11,428,514	-1,359,007	1,632,484	12,220,187	-551,500	12,774,711	2,741,749	305,433	4,845,355	13,951,871	-9,103,752	14,576,355	14,897,994	-8,138,706	5,242,132	15,902,028	-7,114,591	16,605,298	-2,154,480	-6,027,793

ALTERNATIVAS	VAN (14%)	TIR
ALTERNATIVA 1	62,857,761	62.96%
ALTERNATIVA 2	-114,101,844	N.A.

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

Tipo de cambio (S./US\$): 3.50
Número de habitantes electrificados: 32,485

Cuadro resumen:

ALTERNATIVAS	VAN SOCIAL (US\$)	VAN PRIVADO (US\$)	SUBSIDIO (US\$)	SUBSIDIO (US\$/habitante)
ALTERNATIVA 1	17,959,360	-974,041	-974,041	-30
ALTERNATIVA 2	-32,600,527	-73,167,212	-	-

ALTERNATIVAS	VAN SOCIAL Soles	VAN PRIVADO Soles	SUBSIDIO Soles	SUBSIDIO (Soles/habitante)
ALTERNATIVA 1	62,857,761	-3,409,143	-3,409,143	-105
ALTERNATIVA 2	-114,101,844	-256,085,240	-	-

FORMATO 8
ANÁLISIS DE SOSTENIBILIDAD DEL AMPLIACION DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION N.AYACUCHO-EL TREBOL II ETAPA
(Alternativa 1)

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 financia, ejecuta y liquida la obra, seguidamente la transfiere en calidad de Aporte de Capital, según sea el caso a:
 i) 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;
 ii) 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 literal i), 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 , empresa concesionaria, a quien le será dado el encargo por el MEM vía Contrato de Administración suscrita por ambas entidades.

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

Los costos de operación y mantenimiento serán cubiertos por la CONCESIONARIA, 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																				
	2,020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Compra de energía		1,944,141	1,983,366	2,023,328	2,064,059	2,105,582	2,147,919	2,191,090	2,235,113	2,279,944	2,325,662	2,372,287	2,419,837	2,468,332	2,517,792	2,568,236	2,619,684	2,672,156	2,725,674	2,780,259	2,835,931
Costos de operación y mantenimiento		549,755	555,056	560,408	565,811	571,267	576,775	582,337	587,951	593,621	599,344	605,123	610,958	616,849	622,796	628,801	634,864	640,986	647,166	653,406	659,706
Costo por Derecho de Conexión		219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135	219,135
Tarifas o Cuotas		4,615,725	4,705,562	4,797,195	4,890,661	4,985,996	5,083,238	5,182,425	5,283,596	5,386,790	5,492,047	5,599,410	5,708,921	5,820,621	5,934,556	6,050,769	6,169,306	6,290,214	6,413,540	6,539,333	6,667,642
Cobertura		194%	194%	194%	194%	194%	195%	195%	195%	195%	195%	195%	196%	196%	196%	196%	196%	197%	197%	197%	197%

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 del momento y también a la gestión de los propios pobladores a través de sus constantes pedidos y coordinaciones efectuadas con el MEM 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)

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%	0.46	-4.88
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-20%	-3,210,281	1,569,366	20.39%	-0.29	4.88
-40%	-3,262,921	1,604,348	20.49%	-0.11	2.44

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%	-3,090,401	2,835,867	25.28%	0.47	-4.77
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-20%	-3,090,401	137,982	14.59%	-0.47	4.99
-40%	-3,090,401	-1,210,960	N.A.	-0.23	2.55

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%	1.34	-6.51
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-15%	-3,457,318	1,486,925	20.10%	0.09	6.51
-30%	-3,824,235	1,486,925	20.10%	0.41	3.25

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%	-3,565,364	1,057,190	18.01%	-0.46	-9.83
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-10%	-2,615,438	1,916,659	22.61%	-2.33	9.70
-20%	-2,140,475	2,346,394	25.67%	-1.86	4.81

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%	0.30	-6.52
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-15%	-2,925,291	1,630,991	20.66%	-0.95	6.49
-30%	-2,760,180	1,775,057	21.21%	-0.63	3.24

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%	0.27	-4.89
0%	-3,409,143	62,857,761	62.96%		
-20%	-2,953,463	1,607,818	20.59%	-0.67	4.87
-40%	-2,816,525	1,728,711	21.07%	-0.43	2.43

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	-6,091,816	N.A.	4.77	4.73
0%	-256,085,240	-114,101,844	N.A.		
-20%	-11,550,919	-6,091,816	N.A.	-4.77	-4.73
-40%	-11,550,919	-6,091,816	N.A.	-2.39	-2.37

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	-4,742,873	N.A.	4.77	4.79
0%	-256,085,240	-114,101,844	N.A.		
-20%	-11,550,919	-7,440,758	N.A.	-4.77	-4.67
-40%	-11,550,919	-8,789,701	N.A.	-2.39	-2.31

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%	-11,168,630	-6,091,816	N.A.	6.38	6.31
0%	-256,085,240	-114,101,844	N.A.		
-15%	-11,933,208	-6,091,816	N.A.	-6.36	-6.31
-30%	-12,315,497	-6,091,816	N.A.	-3.17	-3.16

D) Costo de inversión

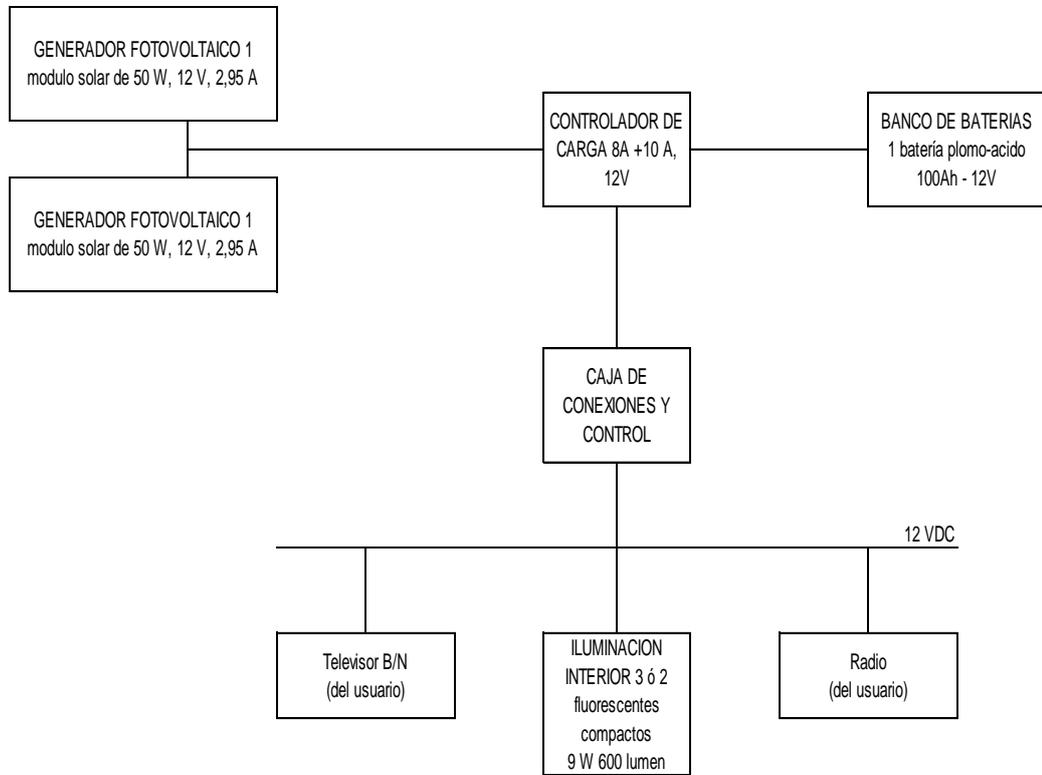
Variaciones porcentuales en la variable 4	VAN a precios privados (soles)	VAN a precios sociales (soles)	TIR a precios sociales	Índice de Elasticidad	
				VAN a precios privados	VAN a precios sociales
10%	-12,960,870	-7,375,469	N.A.	9.49	9.35
0%	-256,085,240	-114,101,844	N.A.		
-10%	-10,140,968	-4,808,163	N.A.	-9.60	-9.58
-20%	-8,731,017	-3,524,510	N.A.	-4.83	-4.85

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%	-11,687,795	-6,213,183	N.A.	4.77	4.73
0%	-256,085,240	-114,101,844	N.A.		
-20%	-11,414,043	-5,970,448	N.A.	-4.78	-4.74
-40%	-11,277,167	-5,849,081	N.A.	-2.39	-2.37

TARIFAS EN BARRA EQUIVALENTE EN MEDIA TENSION Y CLIENTES FINALES		
PLIEGO TARIFARIO DEL 1 DE ENERO DE 2021		
Sistema : CAÑETE		
PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE EN MT	SECTOR	0
POTENCIA EN HORAS PUNTA	S./kW-mes	28.87
ENERGIA EN HORAS PUNTA	ctm. S./kWh	11.59
ENERGIA EN HORAS FUERA DE PUNTA	ctm. S./kWh	10.85
Factor de Ponderación		0.305
ENERGÍA EN BARRA EQUIVALENTE DE MEDIA TENSION	ctm. S./kWh	11.07
Precio Ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión.	ctm. S./kWh	18.36
BAJA TENSION	UNIDAD	TARIFA Sin IGV
TARIFA BT5B: CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E		
0-30 kW.h		
Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.17
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kWh	35.91
31 - 100 kW.h		
Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.17
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	6.60
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	44.02
TARIFA BT5C: CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público		
Cargo Fijo Mensual	S./mes	2.24
Cargo por Energía Activa	ctm. S./kWh	39.97
Fuente: OSINERG - GART		

ESQUEMA DEL MODULO FOTOVOLTAICO



CALCULO DEL NÚMERO DE PANELES

- 1 Para hallar el número de módulos dividir energía vendida (energía requerida menos energía perdida) entre la oferta de energía de cada módulo que es de 8.25 kWh /mes
- 2 El consumo en ambas alternativas es el mismo
- 3 Dos Paneles por cada módulo

Nro. Paneles	Oferta kWh mes por mod-panel	Oferta kWh año por mod-panel
90,236	8.25	99

Energía Vendida kWh año	Número total de modulos con un panel por año	Número total de modulos con dos paneles por año	Δ Módulos Anual	Δ Paneles Anual
8,933,375	90,236	45,118		
9,112,043	92,041	46,021	903	1,806
9,294,283	93,882	46,941	920	1,840
9,480,169	95,759	47,880	939	1,878
9,669,772	97,674	48,837	957	1,914
9,863,168	99,628	49,814	977	1,954
10,060,431	101,621	50,811	997	1,994
10,261,640	103,653	51,827	1,016	2,032
10,466,873	105,726	52,863	1,036	2,072
10,676,210	107,841	53,921	1,058	2,116
10,889,734	109,997	54,999	1,078	2,156
11,107,529	112,197	56,099	1,100	2,200
11,329,680	114,441	57,221	1,122	2,244
11,556,273	116,730	58,365	1,144	2,288
11,787,399	119,065	59,533	1,168	2,336
12,023,147	121,446	60,723	1,190	2,380
12,263,609	123,875	61,938	1,215	2,430
12,508,882	126,352	63,176	1,238	2,476
12,759,059	128,879	64,440	1,264	2,528
13,014,241	131,457	65,729	1,289	2,578

Fuente:

* SENAMHI – DEP. Mapa de Energía Solar Incidente Diaria para el Perú (1975 – 1990).
 "Electrificación Rural a base de Energía Fotovoltaica en el Perú"

Cantidad Necesaria	Número
45,118	Módulos con dos paneles
90,236	Paneles

Costos de Inv./Intang. **2,814,140**

Costo de Inv./Intang. (Sin IGV) **31.19** S./Panel DATO
 IGV 18%

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

PANEL SOLAR	POTENCIA (W)	VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)	KW-h/m ² /día ◊ Horas/día	Wh/día	kWh/mes	Ah/día
PANEL SOLAR 75W	75	12	4.40	5.5	412.50	12.38	24.20
PANEL SOLAR 50W	50	12	2.95	5.5	275.00	8.25	16.23

NOTA: De acuerdo al cuadro la oferta que se puede garantizar con un panel de 50 Wp es de 8.25 kWh/mes, según la radiación solar de la zona.

Se tiene 5.5 horas de sol nominal en el lugar del proyecto.

Fuente: SENAMHI-DEGER/MEM. Publicado en el web site de la DGER URL: w w w .minem.gob.pe

ESTRUCTURA DE COSTOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

DESCRIPCION	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total*
Intangibles**	1	17.8	17.8
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			999.9
* No incluye IGV.			
** Considera la Evaluación de Estudios Complementarios de Ingeniería y el Expediente Técnico.			
Fuente: DEP/MEM			
Intangibles (S/.)	62.4		
Tipo de cambio	3.5		

VALOR REFERENCIAL DE ESTUDIOS DE INGENIERIA DEFINITIVA

DESCRIPCIÓN		COSTOS \$.
1	COSTO DIRECTO	
A	COSTO DE PERSONAL PROFESIONAL	48,328.79
B	COSTOS PARA OBTENCIÓN DEL CIRA	6,504.15
C	COSTOS DE TOPOGRAFÍA PARA EL DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	31,836.43
D	GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DEL ESTUDIO	49,884.21
	TOTAL COSTO DIRECTO (C.D.)	136,553.54
2	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES	
	GASTOS GENERALES 9.00% DE C.D.	12,289.62
	UTILIDADES 8.00% DE C.D.	10,924.28
	TOTAL SIN IMPUESTOS	159,767.64
3	IMPUESTOS	
	IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (18%)	28,758.18
	TOTAL COSTO DE LOS ESTUDIOS	188,525.82

ANÁLISIS DE COSTOS DE ESTUDIOS DEFINITIVOS Y DE IMPACTO AMBIENTAL

A COSTO DE PERSONAL						
A1 COSTO DE PERSONAL PROFESIONAL						
CATEGORÍA	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						
DESCRIPCIÓN	PROFESIONALES ASIGNADOS	INCIDENCIA %	SUELDO Total/mes \$.	TIEMPO EFECTIVO (meses)	TOTAL HONORARIOS \$.	
Ingenieros Asistentes para labores de Diseños y trabajos de campo	1	50%	3600.00	0.5	1,800.00	
Secretaría	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			1,900.75	
COSTO PERSONAL AUXILIAR						10,250.75

A	COSTO TOTAL DE PERSONAL	\$.	48,328.79
---	-------------------------	-----	-----------

B COSTOS PARA OBTENCIÓN DEL CERTIFICADO DE INEXISTENCIA DE RESTOS ARQUEOLÓGICOS (CIRA)					
B1 CIRA PARA 38 km DE LÍNEAS PRIMARIAS Y 9 CENTROS POBLADOS					
GASTOS DE AUTORIZACIÓN	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO \$.	SUBTOTAL \$.	
1 Pago al INC por Autorización de Ejecución de Proyecto de Evaluación Arqueológica sin Excavaciones	Gib.	1	1,382.57	1,382.57	
				PARCIAL	1,382.57
GASTOS DE SUPERVISIÓN	UNIDAD	METRADO	COSTO UNITARIO \$.	SUBTOTAL \$.	
1 Pago al INC por Supervisión y Excavación de Campo del Proyecto de Evaluación Arqueológica sin Excavaciones	Días	2	714.29	1,428.58	
1 Camioneta, incluye chofer y combustible	Días	2	315.00	630.00	
Materiales	%MO	5%	4,117.16	205.86	
				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)	Gib.	1	2,857.14	2,857.14	
				PARCIAL	2,857.14
TOTAL					6,504.15

B	TOTAL COSTOS DE CERTIFICADOS DE INEXISTENCIA DE RESTOS ARQUEOLÓGICOS	\$.	6,504.15
---	--	-----	----------

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 2 km/día		
			COSTO - 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	73.84	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	
Materiales	% PERSONAL	5%	282.02	14.10	
				PARCIAL	409.10
VIÁTICOS 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 LÍNEA DE M.T.					841.12

LONGITUD DE LINEA PRIMARIA		37.85	km	
SUB TOTAL C1			SI.	31,836.43
C2 LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO PARA ELABORACION DE PLANOS CATASTRALES (INCLUYE TRABAJOS DE GABINETE)				
		RENDIMIENTO		1 loc/dia
PERSONAL	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DIA	SUBTOTAL
			SI.	SI.
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
			SI.	SI.
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 ALDJIAMENTO	UNIDAD	APORTE UNITARIO	COSTO - DIA	SUBTOTAL
			SI.	SI.
1 Topógrafo especialista en operación de EET	Dia	1	90.00	90.00
4 Asistentes y Peones	Dia	4	90.00	360.00
			PARCIAL	250.00
COSTO POR km DE LINEA DE M.T.				1,090.71
NUMERO DE CENTROS POSLADOS		8	Localidades	
SUB TOTAL C2			SI.	8.00
C TOTAL TOPOGRAFIA PARA DISEÑO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS (C1+C2)			SI.	31,836.43
D GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DE LOS ESTUDIOS				
D1 VIATICOS Y ALDJIAMENTOS DE PROFESIONALES				
DESCRIPCION	ASIGNACION		NUMERO	SUBTOTAL
	DIA		DIAS	SI.
Alimentación	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				
DESCRIPCION	ASIGNACION		NUMERO	SUBTOTAL
	DIA		DIAS	SI.
Alquiler de vehículo 4x4, incluye chofer	315		30.00	9,450.00
Combustible y lubricante	100		30.00	3,000.00
Otros equipos y materiales de campo (2% de A1)				761.50
			SUBTOTAL D2	13,211.50
D3 OTROS GASTOS				
DESCRIPCION	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	SUBTOTAL
			SI.	SI.
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	2,850.00	2,850.00
Equipos GPS Navegadores de Alta Precisión	Global	1	915.00	915.00
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	Unidad	6	400.00	2,400.00
Análisis en Laboratorio: Capacidad Portante, ángulo de fricción, granulometría, peso volumen, contenido de sales y sulfatos.				910.00
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
Basea, 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 (5% 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 DGAAE/MEM e INRENA	Global	0	0.00	0.00
6 Costos Financieros				2,500.00
	Global	1	2,500.00	2,500.00
7 Imprevistos				1,603.46
	% (1+2+3+4+5+6)	5%	32,069.26	1,603.46
			SUB TOTAL D3	33,672.71
D TOTAL GASTOS PRINCIPALES PARA DESARROLLO DEL ESTUDIO			SI.	49,884.21

CALCULO DEL PAGO MENSUAL POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Para el Sistema CAÑETE, Típico

Tarifa	0.4402 soles/KW-h	0.1258 US \$/KW-h
Consumo*	92 KW/h-mes	
Cargo Fijo	2.17 soles/mes	0.62 US\$/mes
Facturación CEA	40.35 soles/mes	11.53 US\$/mes
Cargo por Reposición y Mantenimiento**	0.61 soles/mes	0.17 US\$/mes
Alumbrado Público***	4.04 soles-mes	1.15 US\$/mes
Tasa IGV	18%	
Tipo de Cambio	3.50 soles/US \$	
Pago Mensual Sin IGV	47.17 soles/mes	13.48 US\$/mes
Pago IGV	8.49 soles/mes	2.43 US\$/mes
Pago Mensual Con IGV	55.66 soles/mes	15.90 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).

MONTO DE INVERSION			
ALTERNATIVA 2: MODULO FOTOVOLTAICO			
Número de Módulos a utilizar:	45,118		
DESCRIPCION	Costo Unitario (US\$)	Total US\$	Total S/.
Intangibles	17.8	804,040	2,814,140
Suministro de Materiales			
2 Panel Solar con Soporte	471.3	21,265,016	74,427,555
Controlador de Carga	46.3	2,086,708	7,303,476
Batería	68.5	3,092,388	10,823,357
Luminaria c/ lámpara	54.2	2,445,847	8,560,464
Interruptor de un polo	1.7	75,798	265,294
Caja de Conexiones	24.7	1,113,963	3,898,872
Montaje Electromecánico			
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	86.5	3,901,444	13,655,053
Transporte			
Gastos preoperativos		860,366	3,011,282
Imprevistos		415,553	1,454,435
Gastos Generales y Utilidades (25%)		8,603,664	30,112,825
Inversión Total (Sin IGV)		45,098,280	157,843,981
Inversión Total (Con IGV)		53,666,953	187,834,337
*Tipo de Cambio (Soles/US\$):	3.5		
Gastos Generales y Utilidades	25%		

CUADRO N° 2.10

**REGULACION Y AMPLIACION DE LA LINEA DE SUBTRANSMISION NUEVO AYACUCHO-EL TREBOL II ETAPA
CONSOLIDADO DE LA DEMANDA Y CONSUMO DE ENERGIA DE LOS POBLADOS RURALES**

ANOS	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Población			32,485	33,135	33,797	34,473	35,163	35,866	36,583	37,315	38,061	38,823	39,599	40,391	41,199	42,023	42,863	43,721	44,595	45,487	46,397	47,325
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			6,497	6,627	6,759	6,895	7,033	7,173	7,317	7,463	7,612	7,765	7,920	8,078	8,240	8,405	8,573	8,744	8,919	9,097	9,279	9,465
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			6,497	6,627	6,759	6,895	7,033	7,173	7,317	7,463	7,612	7,765	7,920	8,078	8,240	8,405	8,573	8,744	8,919	9,097	9,279	9,465
Consumo Dom.Uni.(kWh/año)			1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100	1,100
Consumo servicios			8,647,507	8,820,457	8,996,866	9,176,804	9,360,340	9,547,546	9,738,497	9,933,267	10,131,933	10,334,571	10,541,263	10,752,088	10,967,130	11,186,472	11,410,202	11,638,406	11,871,174	12,108,597	12,350,769	12,597,785
Residencial			7,146,700	7,289,634	7,435,427	7,584,135	7,735,818	7,890,534	8,048,345	8,209,312	8,373,498	8,540,968	8,711,787	8,886,023	9,063,744	9,245,019	9,429,919	9,618,517	9,810,888	10,007,105	10,207,247	10,411,392
Comercial			500,269	510,274	520,480	530,889	541,507	552,337	563,384	574,652	586,145	597,868	609,825	622,022	634,462	647,151	660,094	673,296	686,762	700,497	714,507	728,797
Uso general			500,269	510,274	520,480	530,889	541,507	552,337	563,384	574,652	586,145	597,868	609,825	622,022	634,462	647,151	660,094	673,296	686,762	700,497	714,507	728,797
Pequeñas industrias			500,269	510,274	520,480	530,889	541,507	552,337	563,384	574,652	586,145	597,868	609,825	622,022	634,462	647,151	660,094	673,296	686,762	700,497	714,507	728,797
Consumo A.P.			285,868	291,585	297,417	303,365	309,433	315,621	321,934	328,372	334,940	341,639	348,471	355,441	362,550	369,801	377,197	384,741	392,436	400,284	408,290	416,456
Consumo Cargas Especiales																						
Energía neta (kWh)			8,933,375	9,112,043	9,294,283	9,480,169	9,669,772	9,863,168	10,060,431	10,261,640	10,466,873	10,676,210	10,889,734	11,107,529	11,329,680	11,556,273	11,787,399	12,023,147	12,263,609	12,508,882	12,759,059	13,014,241
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)			8,973,734	9,154,785	9,339,243	9,527,247	9,718,909	9,914,327	10,113,593	10,316,796	10,523,724	10,734,750	10,949,960	11,169,442	11,393,285	11,621,580	11,854,417	12,091,890	12,334,092	12,581,119	12,833,069	13,090,041
Horas de utilización - Servicios			2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285	2,285
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			3,928.0	4,006.5	4,087.2	4,169.5	4,253.4	4,338.9	4,426.1	4,515.0	4,605.6	4,697.9	4,792.1	4,888.2	4,986.1	5,086.0	5,187.9	5,291.9	5,397.9	5,506.0	5,616.2	5,728.7
Comercial			219.0	223.3	227.8	232.3	237.0	241.7	246.6	251.5	256.5	261.6	266.9	272.2	277.7	283.2	288.9	294.7	300.6	306.6	312.7	318.9
Uso general			219.0	223.3	227.8	232.3	237.0	241.7	246.6	251.5	256.5	261.6	266.9	272.2	277.7	283.2	288.9	294.7	300.6	306.6	312.7	318.9
Pequeñas industrias																						
Max. Demanda A.P.			59.98	13.3	13.7	14.1	14.6	15.0	15.5	15.9	16.3	16.6	17.0	17.4	17.7	18.1	18.5	18.9	19.3	19.7	20.1	20.5
Max. Demanda Cargas Especiales																						
Máxima Demanda Neta (KW)			4,366.0	4,466.4	4,556.5	4,648.3	4,741.9	4,837.3	4,934.7	5,033.9	5,134.9	5,237.9	5,342.9	5,450.0	5,559.2	5,670.6	5,784.2	5,900.1	6,018.3	6,138.8	6,261.7	6,387.1
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)			4,382.8	4,484.1	4,575.0	4,667.5	4,761.8	4,857.9	4,955.9	5,055.8	5,157.2	5,260.7	5,366.2	5,473.8	5,583.5	5,695.4	5,809.5	5,925.8	6,044.5	6,165.5	6,288.9	6,414.7
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)			4,382.8	4,484.1	4,575.0	4,667.5	4,761.8	4,857.9	4,955.9	5,055.8	5,157.2	5,260.7	5,366.2	5,473.8	5,583.5	5,695.4	5,809.5	5,925.8	6,044.5	6,165.5	6,288.9	6,414.7

ANEXO N° 4
ENCUESTA

ENCUESTA								
UBICACIÓN GEOGRÁFICA			UBICACIÓN MUESTRAL					
1. PROVINCIA		4. ZONA N°		7. TOTAL DE HOGARES QUE OCUPAN LA VIVIENDA				
2. DISTRITO		5. MANZANA N°						
3. CASERÍO		6. VIVIENDA N°		8. HOGAR N°				
9. DIRECCION DE LA VIVIENDA								
Nombre de la calle, Av., Jr., carretera, etc.			N°	INT.	PISO	MZ.	LOTE	KM
10. EL CASERÍO ESTÁ CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA:			1. SÍ			2. NO		
			11. Año de conexión:					
12. NOMBRES Y APELLIDOS DEL INFORMANTE:								
13. LENGUA MATERNA DEL INFORMANTE:								
14. TIEMPO DE RESIDENCIA EN LA COMUNIDAD:								
15. ENTREVISTA								
VISITA		FECHA	HORA		RESULTADO DE LA VISITA (*)			
-		DE:						
16. RESULTADO FINAL DE LA ENCUESTA		(*) CÓDIGOS DE RESULTADO						
		1)COMPLETA		4)AUSENTE			7. OTRO:	
FECHA		2)INCOMPLETA		5)VIVIENDA DESOCUPADA				
RESULTADO		3)RECHAZO		6)NO SE INICIÓ LA ENTREVISTA				
17. ENCARGADO DE LA ENCUESTA								
CARGO		NOMBRES Y APELLIDOS						
ENCUESTADOR (A):								
18. ESTADO DE CONEXIÓN DEL HOGAR:								
1)Conectado a red eléctrica (con medidor).						Año de conexión		
2)No conectado a la red eléctrica.								
INTERRUPCIONES								
19. Número:								
20. Tiempo:								

ANEXO N° 5

SPSS

Su periodo de uso temporal para IBM SPSS Statistics caducará en 5371 días.

```
GET
  FILE='G:\factorial.sav'.
DATASET NAME ConjuntoDatos1 WINDOW=FRONT.
```

```
SAVE OUTFILE='G:\TESIS.sav'
  /COMPRESSED.
```

```
GET
  FILE='G:\TESIS.sav'.
```

```
>Número de advertencia 67. Nombre de comando : GET FILE
>El documento ya está siendo utilizado por otro usuario o proceso. Si realiza
>cambios en el documento, éstos pueden sobrescribir cambios realizados por
>otros y viceversa.
>Archivo abierto G:\TESIS.sav
DATASET NAME ConjuntoDatos2 WINDOW=FRONT.
```

```
SAVE OUTFILE='G:\tesis cañete.sav'
  /COMPRESSED.
```

```
SAVE OUTFILE='G:\tesis cañete.sav'
  /COMPRESSED.
```

```
DESCRIPTIVES VARIABLES=inversion_Subtranenergia_elec inversion_Panelescodigo
ciudad abonados
  tension_reg y.per_cap tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat m
p Fallas_elec
  /STATISTICS=MEAN STDDEV VARIANCE MIN MAX KURTOSIS.
```

Descriptivos

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:19:12
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Manejo de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se trata como valores perdidos.
	Casos utilizados	Se utilizan todos los datos no perdidos.
Sintaxis	DESCRIPTIVES VARIABLES=inversion_S ubtran energia_elec inversion_Paneles codigociudad abonados tension_reg y.per_cap tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_elec /STATISTICS=MEAN STDDEV VARIANCE MIN MAX KURTOSIS.	
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:00.02
	Tiempo transcurrido	00:00:00.05

[ConjuntoDatos2] G:\tesis cañete.sav

Estadísticos descriptivos

	N Estadístico	Mínimo Estadístico	Máximo Estadístico	Media Estadístico	Desv. Desviación Estadístico
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	2113472,00	17761179,00	3600150,583	4461449,066
Demanda electrica kW	12	2400,00	6400,00	4283,3333	1331,32424
inversion Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	1505641,00	148566683,0	21422707,08	40691343,29
Ciudad	12	3	3	3,00	,000
Población (hab.)	12	0	9583	7971,92	2568,840
Tension de linea con Regulacion	12	,000	1,050	,89588	,283416
Ingreso per cápita en \$	12	1315,00	7817,00	4208,5833	2359,69861
Tension de linea sin Regulacion	12	,000	1,050	,76877	,251706
Tension de linea Doble Terna	12	,000	1,050	,89160	,281913
Nivel de cobertura de centros culturales	12	1	5	3,17	1,115
Nivel educativo	12	1	4	2,42	1,240
transformadores de distribucion	12	1	1	1,00	,000
Nivel de satisfacción	12	1	9	3,50	2,714
Optimismo (nivel)	12	2	5	3,75	1,215
fallas (mes/año)	12	2,00	4,00	2,5000	,67420
N válido (por lista)	12				

Estadísticos descriptivos

	Varianza Estadístico	Curtosis	
		Estadístico	Desv. Error
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	1,990E+13	11,974	1,232
Demanda eléctrica kW	1772424,242	-1,261	1,232
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	1,656E+15	11,025	1,232
Ciudad	,000	.	.
Población (hab.)	6598939,356	10,637	1,232
Tensión de línea con Regulación	,080	11,722	1,232
Ingreso per cápita en \$	5568177,538	-1,304	1,232
Tensión de línea sin Regulación	,063	9,928	1,232
Tensión de línea Doble Terna	,079	11,756	1,232
Nivel de cobertura de centros culturales	1,242	,762	1,232
Nivel educativo	1,538	-1,677	1,232
transformadores de distribución	,000	.	.
Nivel de satisfacción	7,364	-,326	1,232
Optimismo (nivel)	1,477	-1,273	1,232
fallas (mes/año)	,455	,352	1,232
N válido (por lista)			

```

DESCRIPTIVES VARIABLES=inversion_Subtranenergia_elec inversion_Panelescodigo
ciudad abonados
    tension_reg y.per_cap tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat m
p Fallas_elec
    /STATISTICS=MEAN STDDEV VARIANCE MIN MAX KURTOSIS.

```

Descriptivos

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:21:47
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Manejo de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se trata como valores perdidos.
	Casos utilizados	Se utilizan todos los datos no perdidos.
Sintaxis		DESCRIPTIVES VARIABLES=inversión ubtran energia_elec inversion_Paneles código ciudad abonados tension_reg y.per_cap tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_elec /STATISTICS=MEAN STDDEV VARIANCE MIN MAX KURTOSIS.
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:00.00
	Tiempo transcurrido	00:00:00.01

Estadísticos descriptivos

	N Estadístico	Mínimo Estadístico	Máximo Estadístico	Media Estadístico	Desv. Desviación Estadístico
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	2113472,00	17761179,00	3600150,583	4461449,066
Demanda eléctrica kW	12	2400,00	6400,00	4283,3333	1331,32424
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	1505641,00	148566683,0	21422707,08	40691343,29
Ciudad	12	3	3	3,00	,000
Población (hab.)	12	0	9583	7971,92	2568,840
Tensión de línea con Regulación	12	,000	1,050	,89588	,283416
Ingreso per cápita en \$	12	1315,00	7817,00	4208,5833	2359,69861
Tensión de línea sin Regulación	12	,000	1,050	,76877	,251706
Tensión de línea Doble Terna	12	,000	1,050	,89160	,281913
Nivel de cobertura de centros culturales	12	1	5	3,17	1,115
Nivel educativo	12	1	4	2,42	1,240
transformadores de distribución	12	1	1	1,00	,000
Nivel de satisfacción	12	1	9	3,50	2,714
Optimismo (nivel)	12	2	5	3,75	1,215
fallas (mes/año)	12	2,00	4,00	2,5000	,67420
N válido (por lista)	12				

Estadísticos descriptivos

	Varianza Estadístico	Curtosis	
		Estadístico	Desv. Error
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	1,990E+13	11,974	1,232
Demanda eléctrica kW	1772424,242	-1,261	1,232
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	1,656E+15	11,025	1,232
Ciudad	,000	.	.
Población (hab.)	6598939,356	10,637	1,232
Tensión de línea con Regulación	,080	11,722	1,232
Ingreso per cápita en \$	5568177,538	-1,304	1,232
Tensión de línea sin Regulación	,063	9,928	1,232
Tensión de línea Doble Terna	,079	11,756	1,232
Nivel de cobertura de centros culturales	1,242	,762	1,232
Nivel educativo	1,538	-1,677	1,232
transformadores de distribución	,000	.	.
Nivel de satisfacción	7,364	-,326	1,232
Optimismo (nivel)	1,477	-1,273	1,232
fallas (mes/año)	,455	,352	1,232
N válido (por lista)			

```

BAYES ONESAMPLE
/MISSING SCOPE=ANALYSIS
/CRITERIA CILEVEL=95 METHOD=AGL TOL=0.000001 MAXITER=2000
/INFERENCE DISTRIBUTION=NORMAL VARIABLES=inversion_Subtraninversion_Paneles
energia_elec
codigociudad abonados y.per_cap tension_reg tension_2ter tension_sreg nive
l_cult ED transf Sat mp
Fallas_elec ANALYSIS=BOTH
/PRIOR VARDIST=DIFFUSE MEANDIST=DIFFUSE
/DATA VARIABLES= inversion_Subtraninversion_Panelesenergia_elec codigociud
ad abonados y.per_cap

```

tension_reg tension_2ter tension_sreg nivel_cult ED transfer Sat mp
 Fallas_elec NULLVALUE=0.

Una muestra Bayesiana

Notas

Salida creada	17-APR-2021 16:23:05	
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Gestión de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se tratan como perdidos.
	Casos utilizados	Cada estadístico se basa en todos los datos válidos para las variables de análisis en el cálculo del estadístico.
Manejo de ponderaciones	no aplicable	

Notas

Sintaxis	<pre>BAYES ONESAMPLE /MISSING SCOPE=ANALYSIS /CRITERIA CILEVEL=95 METHOD=AGL TOL=0. 000001 MAXITER=2000 /INFERENCE DISTRIBUTION=NORMA L VARIABLES=inversion_S ubtran inversion_Paneles energia_elec codigociudad abonados y.per_cap tension_reg tension_2ter tension_sreg nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_elec ANALYSIS=BOTH /PRIOR VARDIST=DIFFUSE MEANDIST=DIFFUSE /DATA VARIABLES= inversion_Subtran inversion_Paneles energia_elec código ciudadabonados y.per_cap tension_reg tension_2ter tension_sreg nivel_cult ED transf Sat mp Fallas ele NULLVALUE=0.</pre>	
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:02.26
	Tiempo transcurrido	00:00:03.49

Avisos

Algunas variables, por ejemplo, código ciudad, son constantes. Para estas variables, el factor Bayes no se puede calcular, el análisis posterior no se puede realizar y no están disponibles gráficos.

Algunas variables, por ejemplo, transf, son constantes. Para estas variables, el factor Bayes no se puede calcular, el análisis posterior no se puede realizar y no están disponibles gráficos.

Factor Bayes para una prueba T de una muestra

	N	Media	Desv. Desviación	Desv. Error promedio	Factor Bayes ^a
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	3600150,583	4461449,066	1287909,410	,284
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	21422707,08	40691343,29	11746579,00	1,167
Demanda eléctrica kW	12	4283,3333	1331,32424	384,32021	,000
Ciudad	12	3,00	,000	,000	.
Población (hab.)	12	7971,92	2568,840	741,560	,000
Ingreso per cápita en \$	12	4208,5833	2359,69861	681,18631	,002
Tensión de línea con Regulación	12	,89588	,283416	,081815	,000
Tensión de línea Doble Terna	12	,89160	,281913	,081381	,000
Tensión de línea sin Regulación	12	,76877	,251706	,072661	,000
Nivel de cobertura de centros culturales	12	3,17	1,115	,322	,000
Nivel educativo	12	2,42	1,240	,358	,001
transformadores de distribución	12	1,00	,000	,000	.
Nivel de satisfacción	12	3,50	2,714	,783	,022
Optimismo (nivel)	12	3,75	1,215	,351	,000
fallas (mes/año)	12	2,5000	,67420	,19462	,000

Factor Bayes para una prueba T de una muestra

	t	df	Sig.(bilateral)
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	2,795	11	,017
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	1,824	11	,095
Demanda eléctrica kW	11,145	11	,000
Ciudad	.	11	.
Población (hab.)	10,750	11	,000
Ingreso per cápita en \$	6,178	11	,000
Tensión de línea con Regulación	10,950	11	,000
Tensión de línea Doble Terna	10,956	11	,000
Tensión de línea sin Regulación	10,580	11	,000
Nivel de cobertura de centros culturales	9,841	11	,000
Nivel educativo	6,751	11	,000
transformadores de distribución	.	11	.
Nivel de satisfacción	4,468	11	,001
Optimismo (nivel)	10,688	11	,000
fallas (mes/año)	12,845	11	,000

a. Factor Bayes: hipótesis nula versus hipótesis alternativa

Caracterización de distribución posterior para una media con una muestra

	N	Posterior			95% Intervalo ..
		Moda	Media	Varianza	Límite inferior
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	3600150,583	3600150,583	2,607E+12	379206,5530
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	21422707,08	21422707,08	2,168E+14	-7954416,21
Demanda eléctrica kW	12	4283,3333	4283,3333	232103,175	3322,1835
Ciudad	12
Población (hab.)	12	7971,92	7971,92	864146,820	6117,34
Ingreso per cápita en \$	12	4208,5833	4208,5833	729166,106	2504,9985
Tensión de línea con Regulación	12	,89588	,89588	,011	,69127
Tensión de línea Doble Terna	12	,89160	,89160	,010	,68807
Tensión de línea sin Regulación	12	,76877	,76877	,008	,58705
Nivel de cobertura de centros culturales	12	3,17	3,17	,163	2,36
Nivel educativo	12	2,42	2,42	,201	1,52
transformadores de distribución	12
Nivel de satisfacción	12	3,50	3,50	,964	1,54
Optimismo (nivel)	12	3,75	3,75	,193	2,87
fallas (mes/año)	12	2,5000	2,5000	,060	2,0133

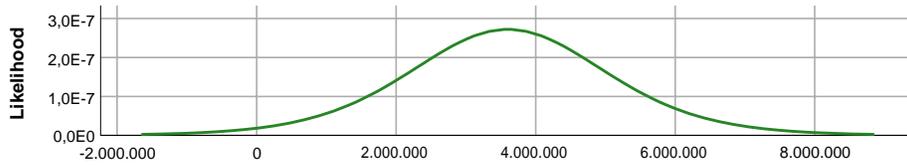
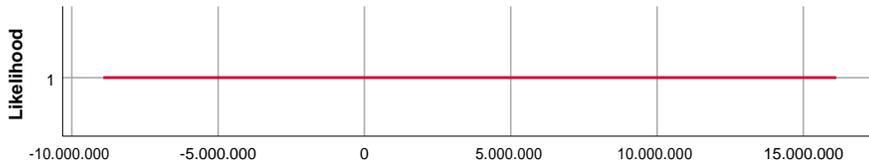
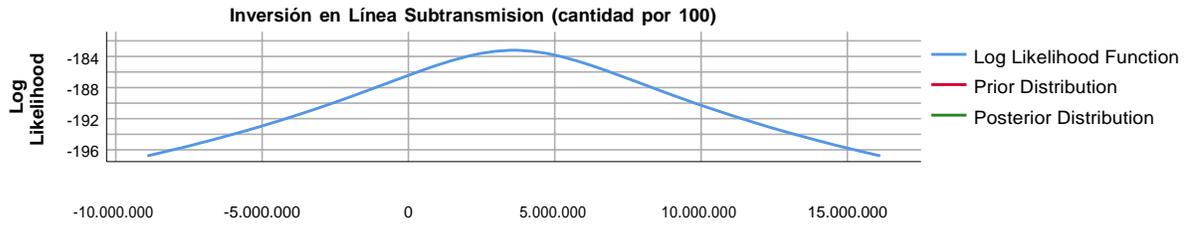
95% Intervalo ...

	Límite superior
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	6821094,614
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	50799830,37
Demanda eléctrica kW	5244,4831
Ciudad	.
Población (hab.)	9826,49
Ingreso per cápita en \$	5912,1682
Tensión de línea con Regulación	1,10050

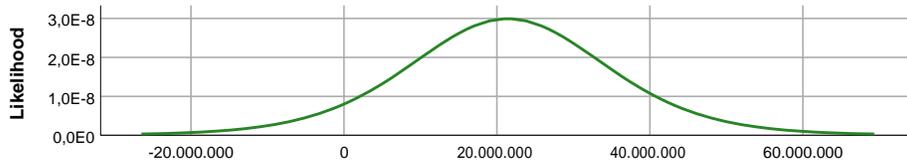
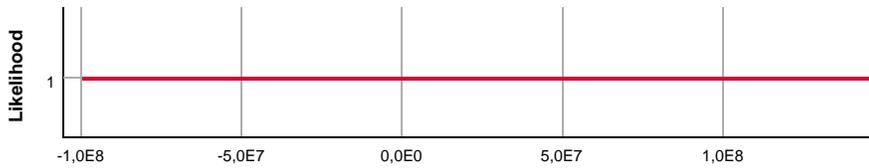
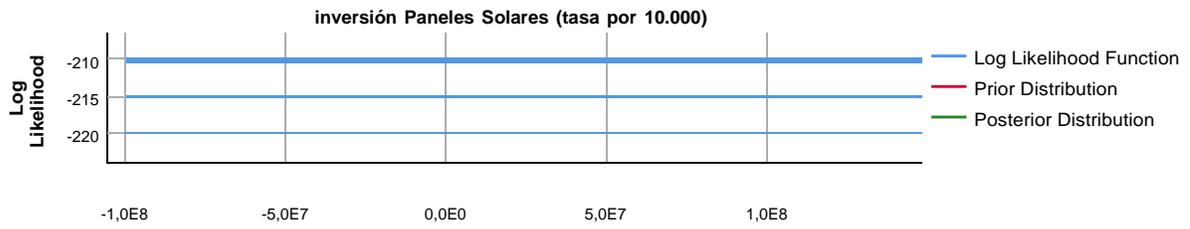
Caracterización de distribución posterior para una media con una muestra

Tensión de línea Doble Terna	1,09513
Tensión de línea sin Regulación	,95049
Nivel de cobertura de centros culturales	3,97
Nivel educativo	3,31
transformadores de distribución	.
Nivel de satisfacción	5,46
Optimismo (nivel)	4,63
fallas (mes/año)	2,9867

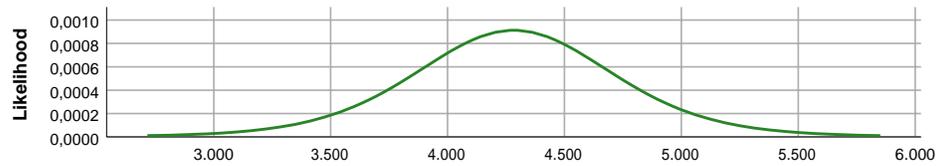
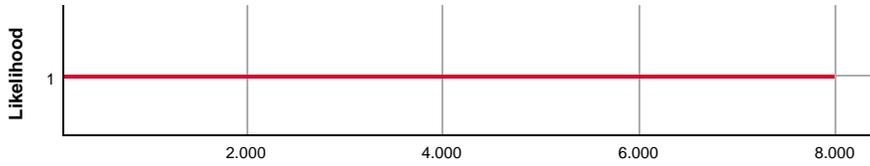
Previa en la varianza: Diffuse. Previa en la media: Diffuse.



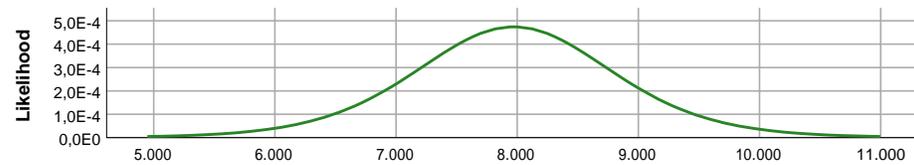
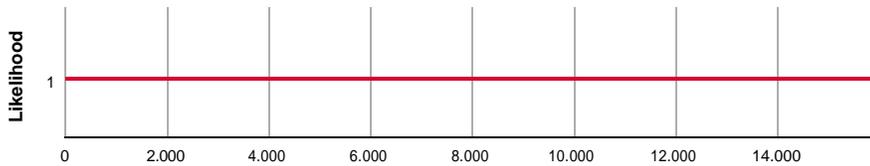
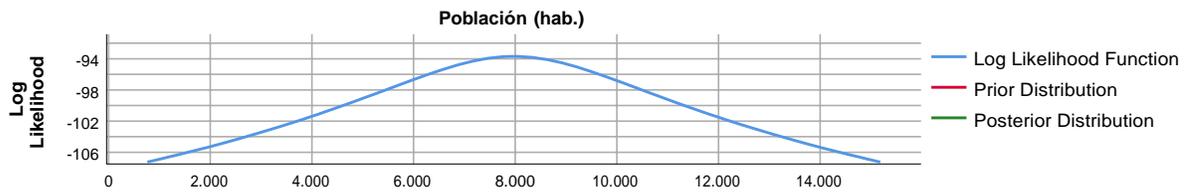
Mean: Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)



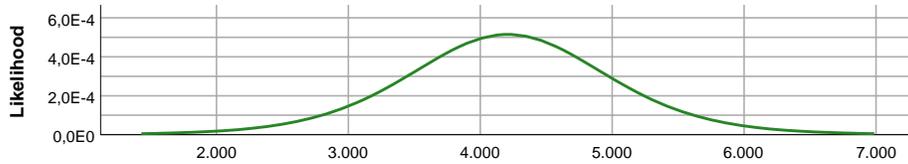
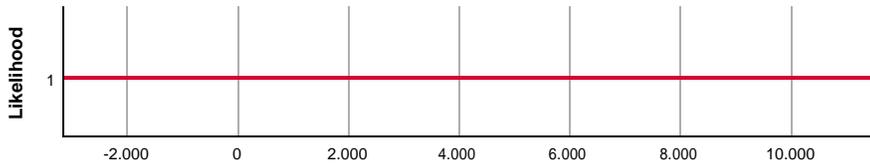
Mean: inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)



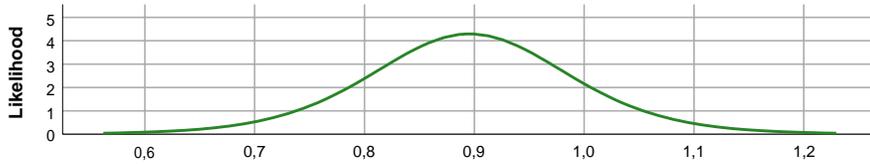
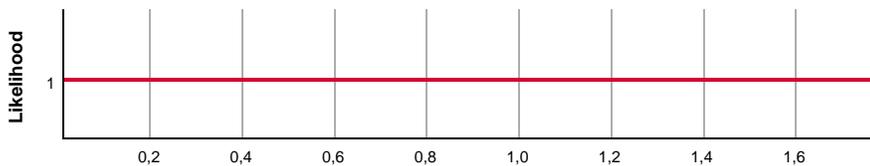
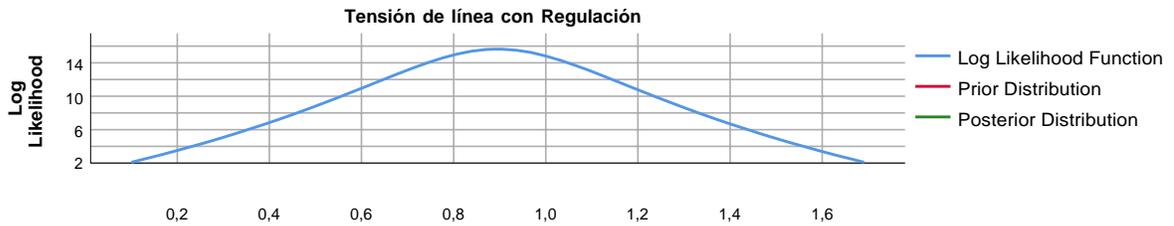
Mean: Demanda eléctrica kW



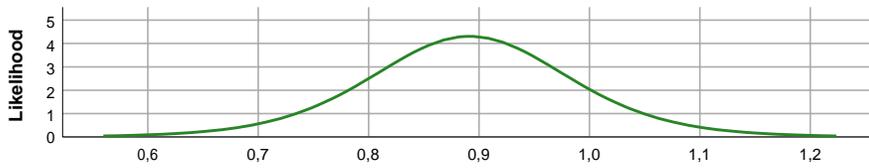
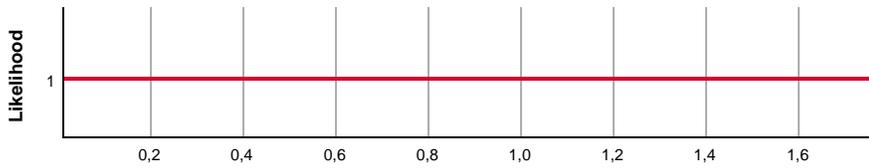
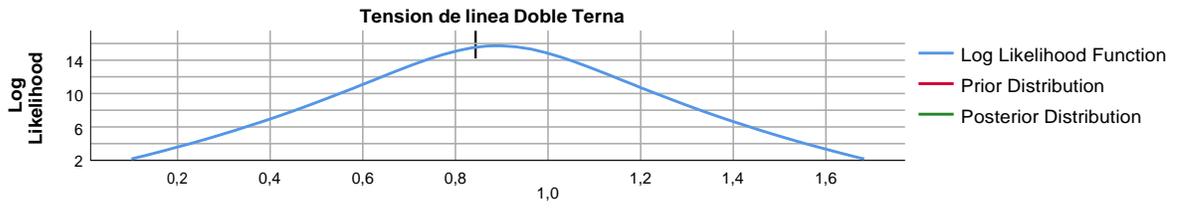
Mean: Población (hab.)



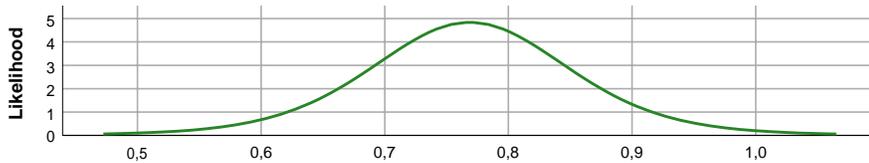
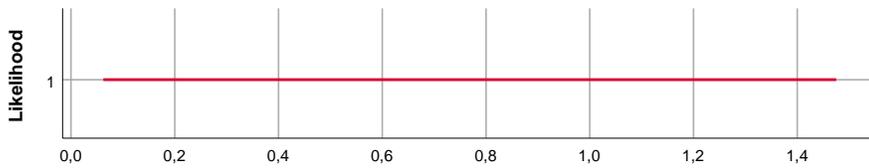
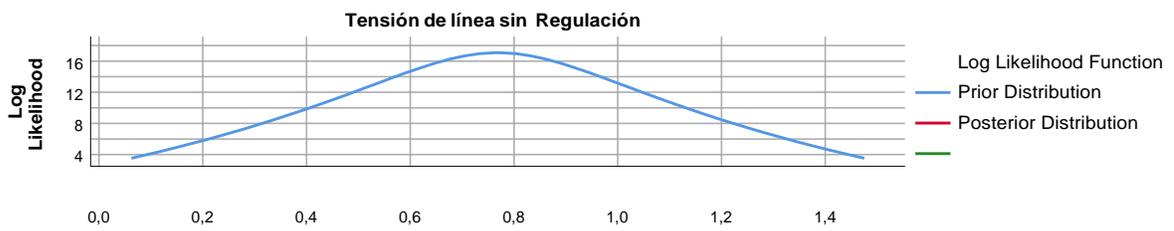
Mean: Ingreso per cápita en \$



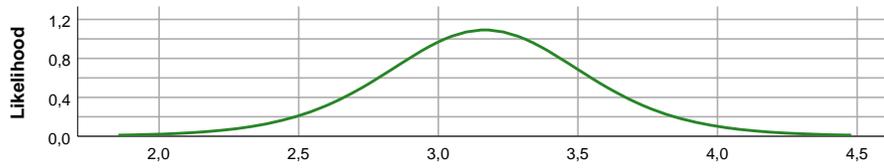
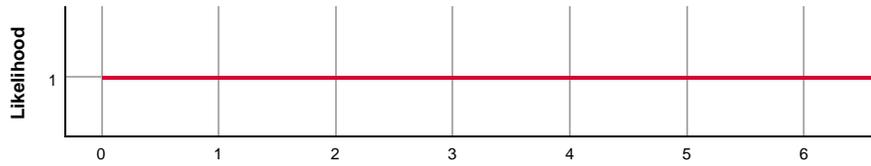
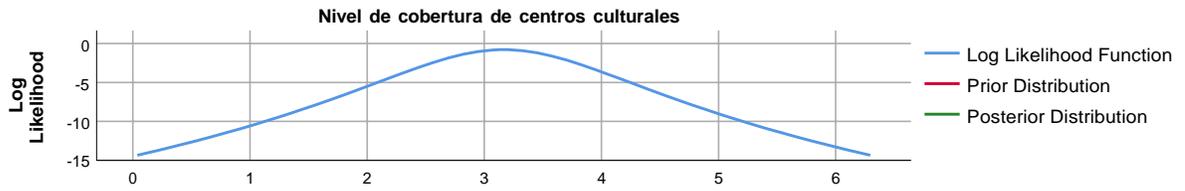
Mean: Tensión de línea con Regulación



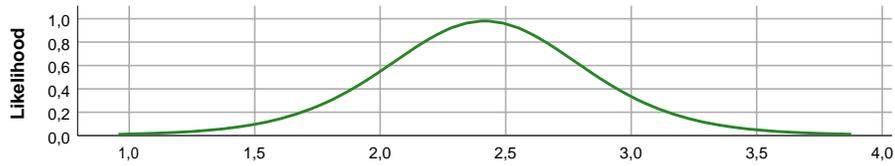
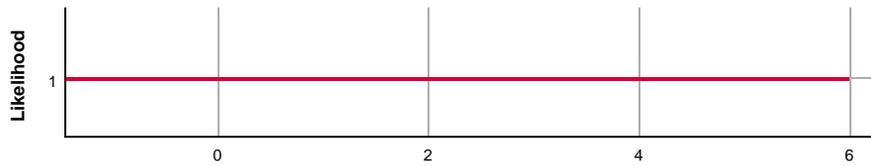
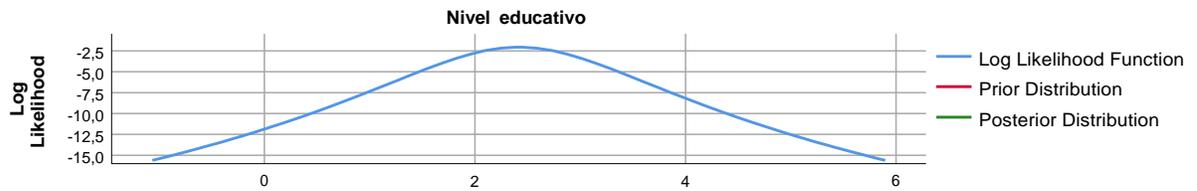
Mean: Tensión de línea Doble Terna



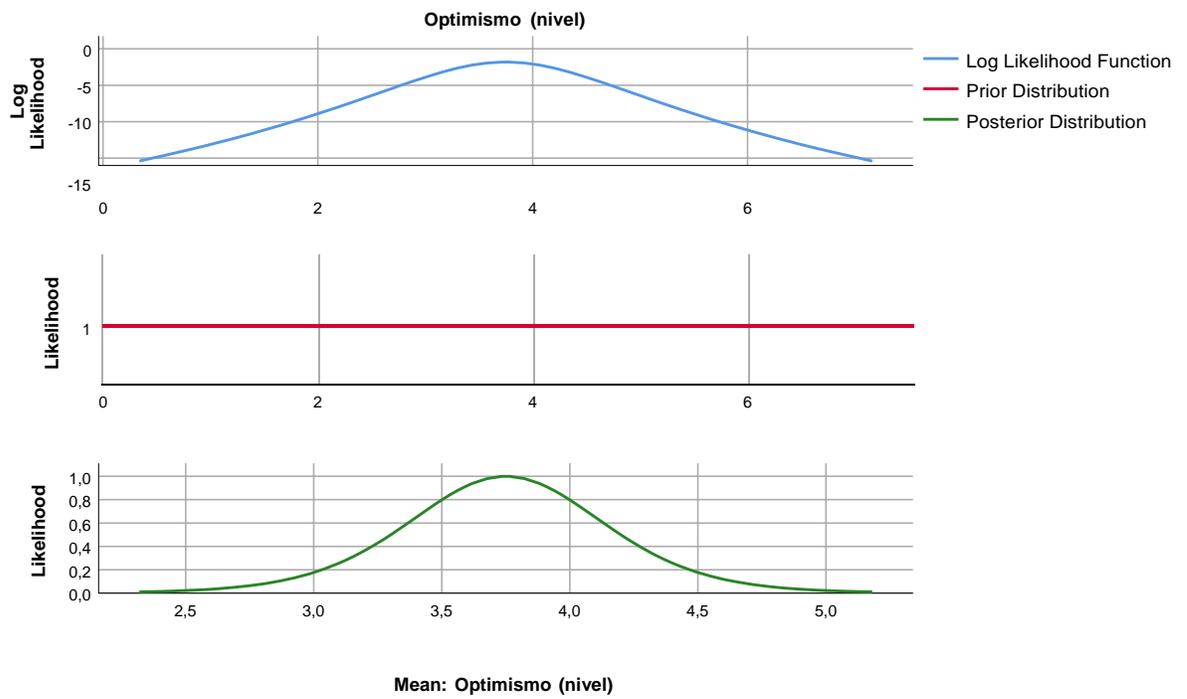
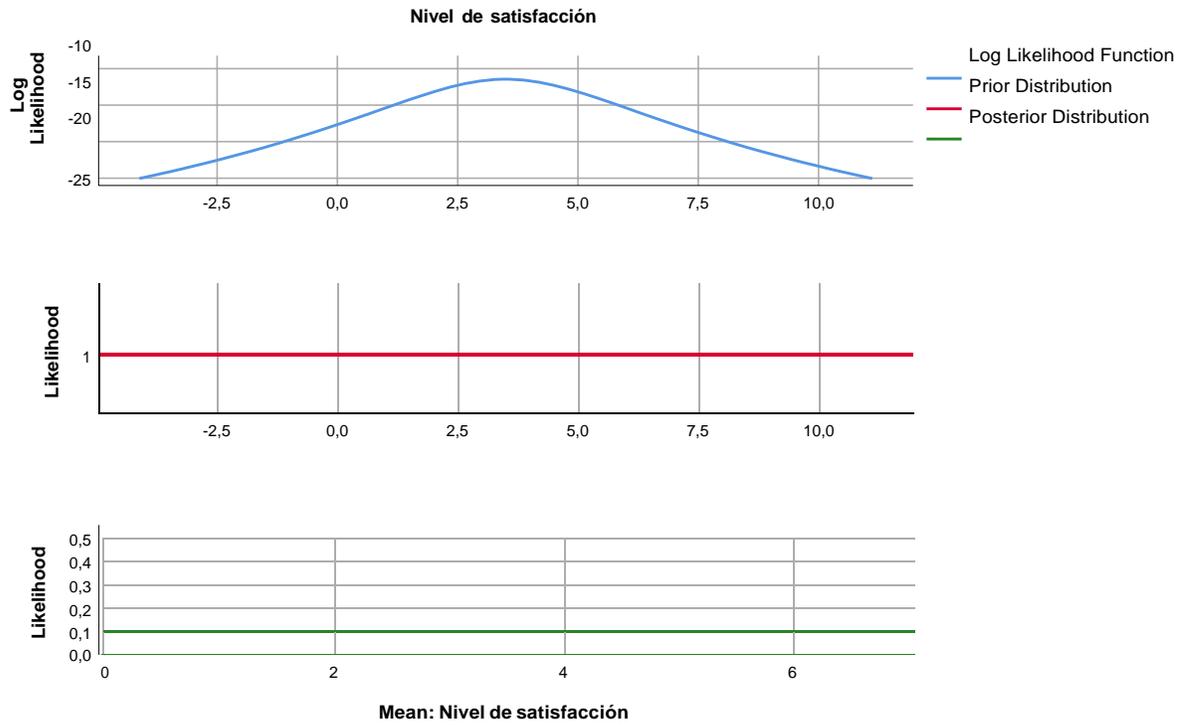
Mean: Tensión de línea sin Regulación

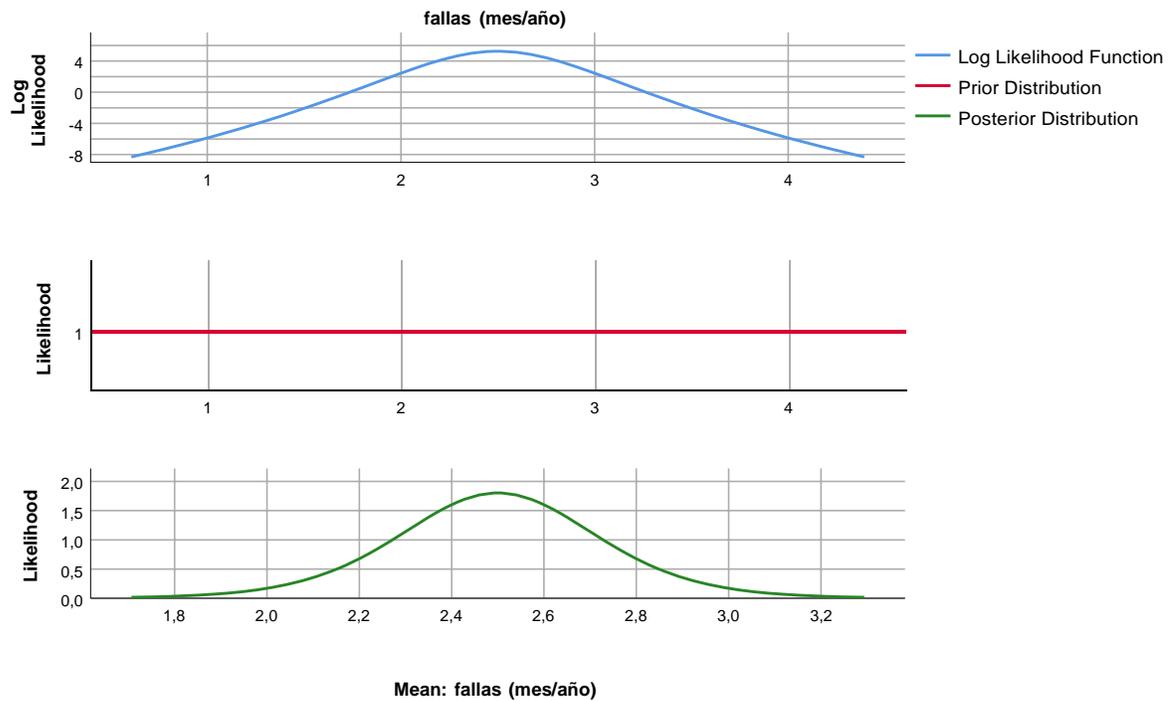


Mean: Nivel de cobertura de centros culturales



Mean: Nivel educativo





```

PLOT
/VARIABLES=inversion_Subtranenergia_elec inversion_Panelescodigociudad abo
nados y.per_cap
tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_e
lec
/NOLOG
/NOSTANDARDIZE
/TYPE=P-P
/FRACTION=BLOM
/TIES=MEAN
/DIST=NORMAL.

```

PPlot

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:37:16
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
	Fecha	<ninguno>
Gestión de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se tratan como perdidos.
	Casos utilizados	Para una variable de serie temporal o de secuencia proporcionada, los casos con valores perdidos no se utilizan en el análisis. Los casos con valores negativos o cero tampoco se utilizan, si se solicita la transformación de logaritmo.
Sintaxis	<p>PLOT</p> <pre> /VARIABLES=inversion_S ubtran energia_elec inversion_Paneles codigociudad abonados y. per_cap tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_elec /NOLOG /NOSTANDARDIZE /TYPE=P-P /FRACTION=BLOM /TIES=MEAN /DIST=NORMAL. </pre>	
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:04.74
	Tiempo transcurrido	00:00:03.73
Utilizar	De	Primera observación
	Para	Última observación

Notas

Valores de serie temporal (TSET)	Cantidad de resultados	PRINT = DEFAULT
	Guardar variables nuevas	NEWVAR = CURRENT
	Número máximo de retardos en la auto correlación o los gráficos de autocorrelación parcial	MXAUTO = 16
	Número máximo de retardos por gráficos de correlación cruzada	MXCROSS = 7
	Número máximo de variables nuevas generadas por procedimiento	MXNEWVAR = 60
	Número máximo de casos nuevos por procedimiento	MPREDICT = 1000
	Tratamiento de valores perdidos por el usuario	MISSING = EXCLUDE
	Valor de porcentaje del intervalo de confianza	CIN = 95
	Tolerancia para entrar variables en las ecuaciones de regresión	TOLER = .0001
	Cambio máximo de parámetro iterativo	CNVERGE = .001
	Método de cálculo de errores estándar para autocorrelaciones	ACFSE = IND
	Longitud de periodo estacional	Sin especificar
	Variable cuyos valores etiquetan las observaciones en los gráficos	Sin especificar
	Las ecuaciones incluyen	CONSTANT

Descripción del modelo

Nombre de modelo		MOD_1
Serie o secuencia	1	Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)
	2	Demanda eléctrica kW
	3	inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)
	4	Ciudad
	5	Población (hab.)
	6	Ingreso per cápita en \$
	7	Tensión de línea con Regulación
	8	Tensión de línea sin Regulación
	9	Tensión de línea Doble Terna
	10	Nivel de cobertura de centros culturales
	11	Nivel educativo
	12	transformadores de distribución
	13	Nivel de satisfacción
	14	Optimismo (nivel)
	15	fallas (mes/año)
Transformación		Ninguna
Diferenciación no estacional		0
Diferenciación estacional		0
Longitud de periodo estacional		Sin periodicidad
Estandarización		No aplicado
Distribución	Tipo	Normal
	Ubicación	estimado
	Escala	estimado
Método de estimación de rango fraccional		De Blom
Rango asignado a empates		Rango promedio de valores empatados

Aplicando las especificaciones de modelo desde MOD_1

Resumen de procesamiento de casos

		Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	Demanda eléctrica kW	inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)
Longitud de serie o secuencia		12	12	12
Número de valores perdidos en el gráfico	Perdido por el usuario	0	0	0
	Perdido por el sistema	0	0	0

Resumen de procesamiento de casos

		Ciudad	Población (hab.)	Ingreso per cápita en \$
Longitud de serie o secuencia		12	12	12
Número de valores perdidos en el gráfico	Perdido por el usuario	0	0	0
	Perdido por el sistema	0	0	0

Resumen de procesamiento de casos

		Tensión de línea con Regulación	Tensión de línea sin Regulación	Tensión de línea Doble Terna
Longitud de serie o secuencia		12	12	12
Número de valores perdidos en el gráfico	Perdido por el usuario	0	0	0
	Perdido por el sistema	0	0	0

Resumen de procesamiento de casos

		Nivel de cobertura de centros culturales	Nivel educativo	transformadores de distribución
Longitud de serie o secuencia		12	12	12
Número de valores perdidos en el gráfico	Perdido por el usuario	0	0	0
	Perdido por el sistema	0	0	0

Resumen de procesamiento de casos

		Nivel de satisfacción	Optimismo (nivel)	fallas (mes/año)
Longitud de serie o secuencia		12	12	12
Número de valores perdidos en el gráfico	Perdido por el usuario	0	0	0
	Perdido por el sistema	0	0	0

Los casos no están ponderados.

Parámetros de distribución estimados

		Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	Demanda eléctrica kW	inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	Ciudad
Distribución normal	Ubicación	3600150,583	4283,33333	21422707,08	21422707,08
	Escala	4461449,066	1331,324244	40691343,29	40691343,29

Parámetros de distribución estimados

		Población (hab.)	Ingreso per cápita en \$	Tensión de línea con Regulación	Tensión de línea sin Regulación
Distribución normal	Ubicación	7971,91667	4208,58333	,89588	,76877
	Escala	2568,840080	2359,698612	,283416	,251706

Parámetros de distribución estimados

		Tension de linea Doble Terna	Nivel de cobertura de centros culturales	Nivel educativo	transformadores de distribución
Distribución normal	Ubicación	,89160	3,16667	2,41667	2,41667
	Escala	,281913	1,114641	1,240112	1,240112

Parámetros de distribución estimados

		Nivel de satisfacción	Optimismo (nivel)	fallas (mes/año)
Distribución normal	Ubicación	3,50000	3,75000	2,50000
	Escala	2,713602	1,215431	,674200

Los casos no están ponderados.

Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)

Gráfico P-P Normal de Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)

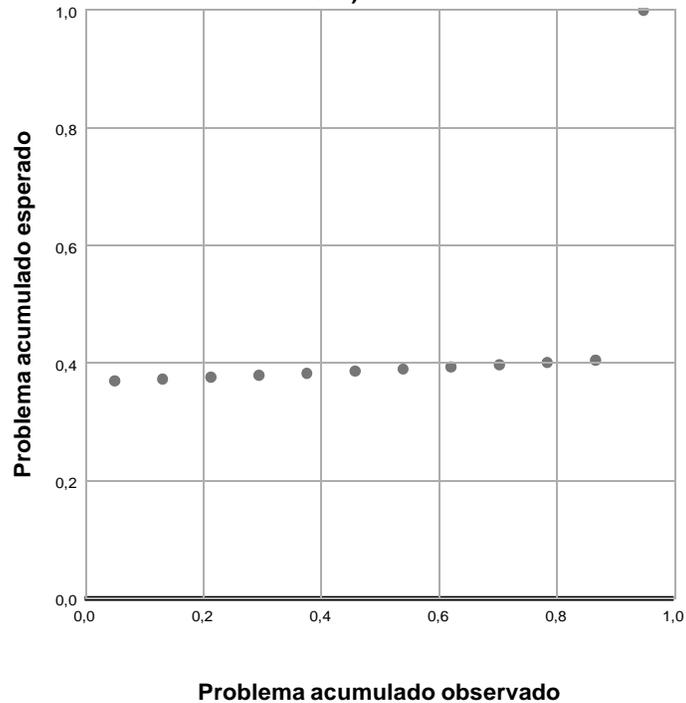
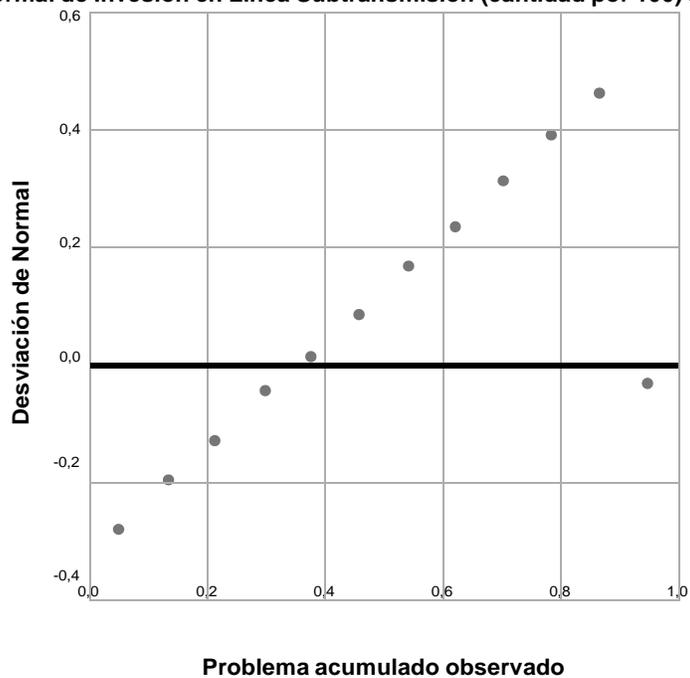


Gráfico P-P Normal de Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100) sin tendencia



Demanda eléctrica kW

Gráfico P-P Normal de Demanda eléctrica kW

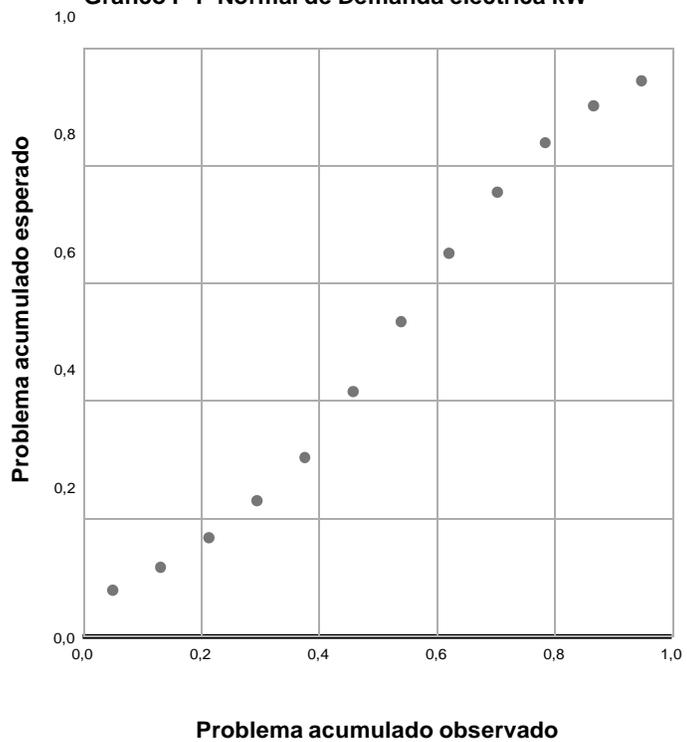
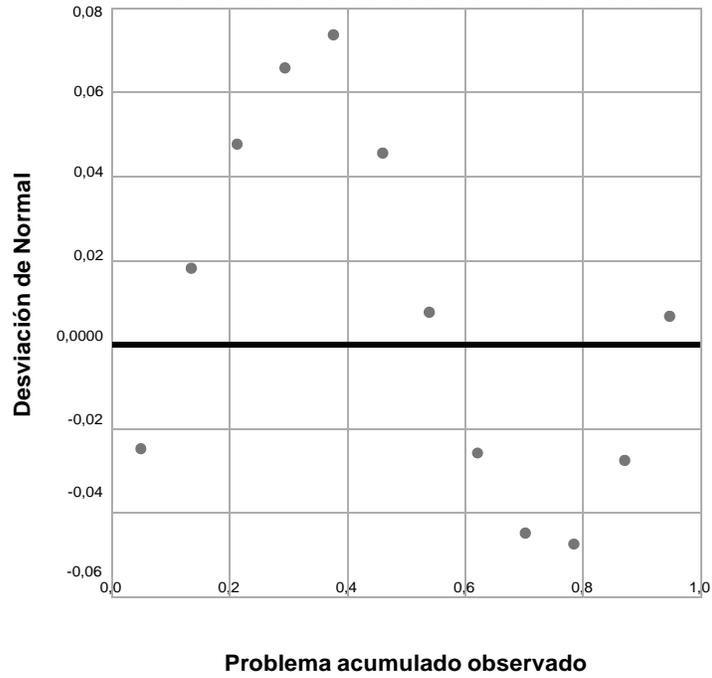


Gráfico P-P Normal de Demanda eléctrica kW sin tendencia



inversion Paneles Solares (tasa por 10.000)

Gráfico P-P Normal de inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)

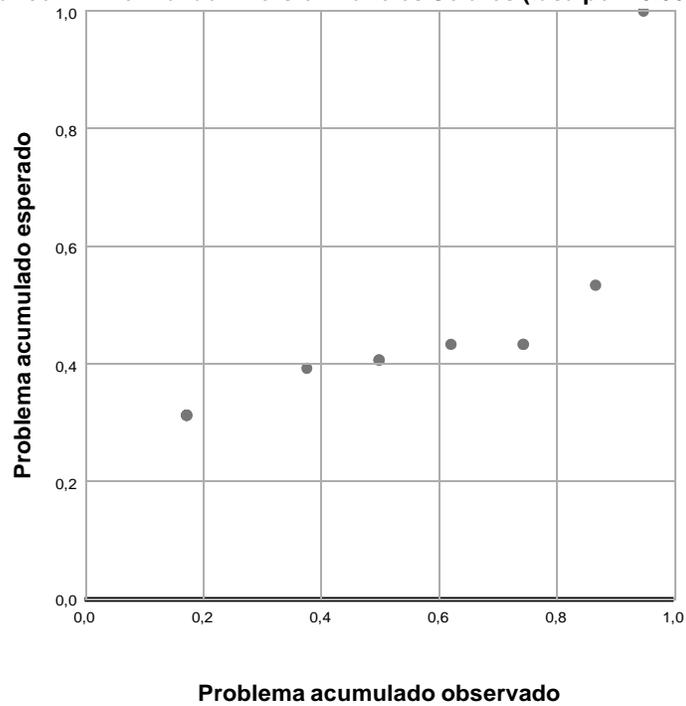
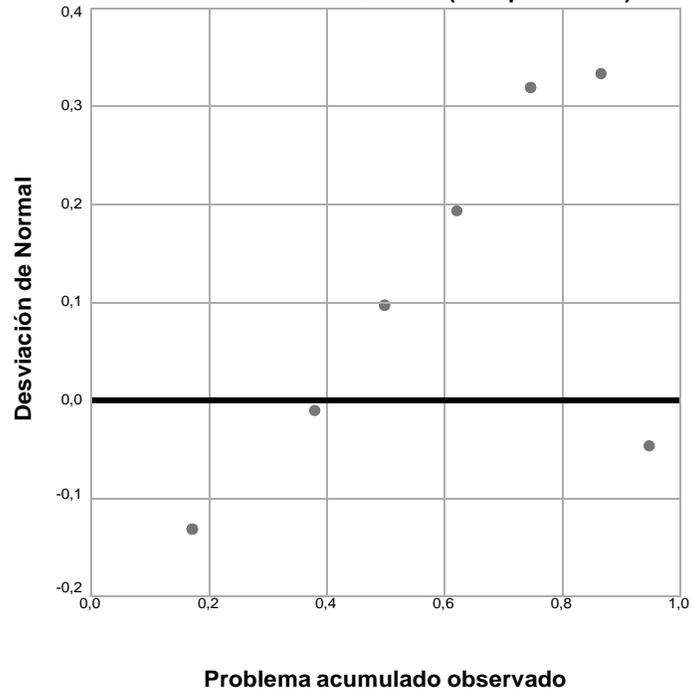


Gráfico P-P Normal de inversion Paneles Solares (tasa por 10.000) sin tendencia



Población (hab.)

Gráfico P-P Normal de Población (hab.)

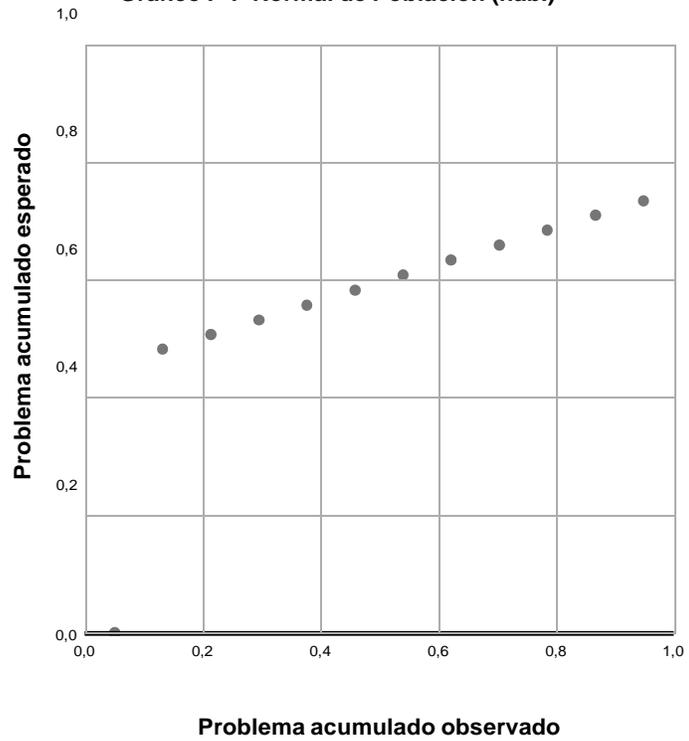
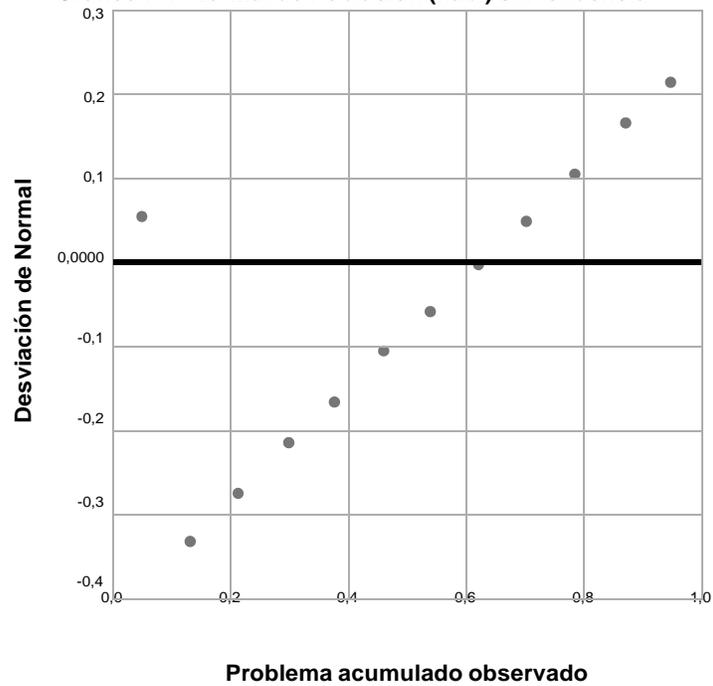


Gráfico P-P Normal de Población (hab.) sin tendencia



Ingreso per cápita en \$

Gráfico P-P Normal de Ingreso per cápita en \$

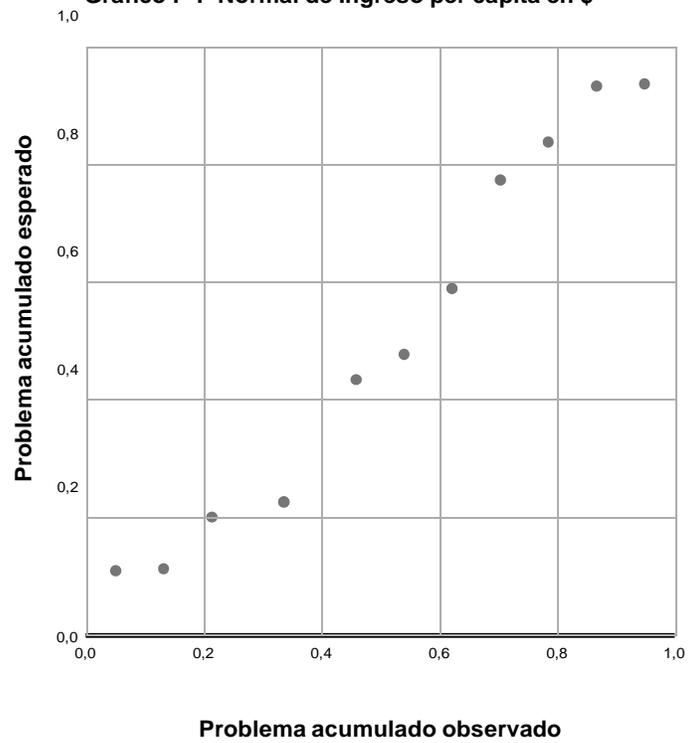
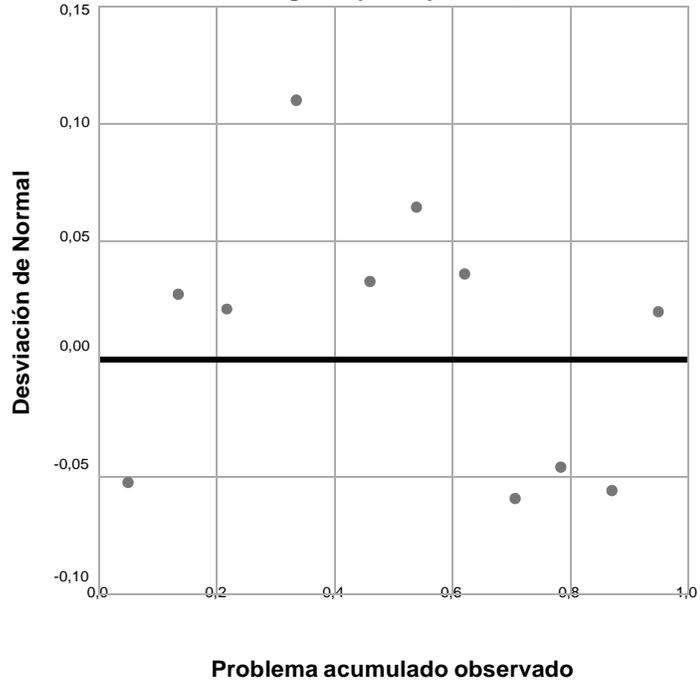


Gráfico P-P Normal de Ingreso per cápita en \$ sin tendencia



Tensión de línea con Regulación

Gráfico P-P Normal de Tensión de línea con Regulación

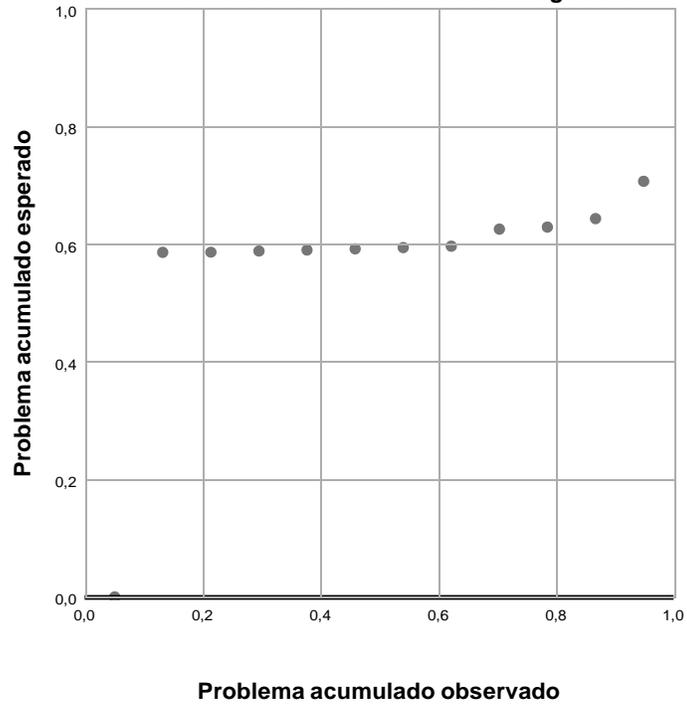
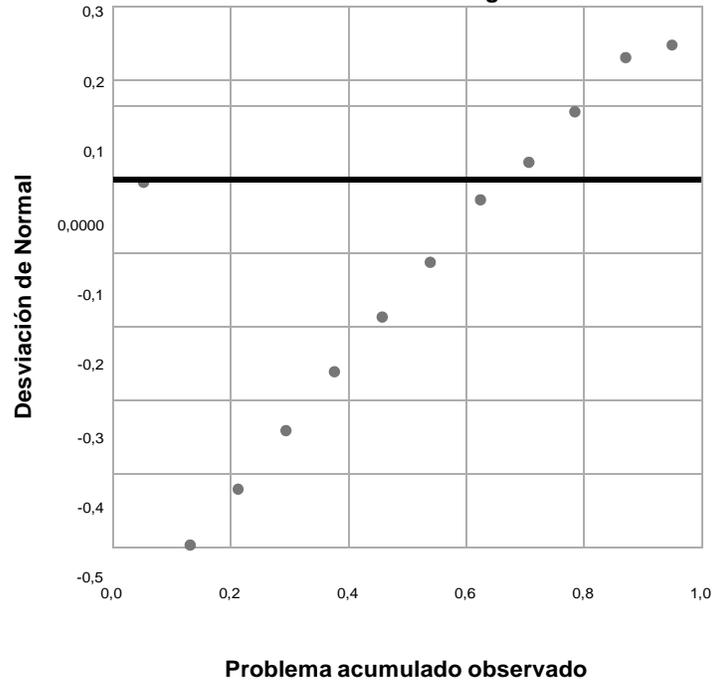


Gráfico P-P Normal de Tension de linea con Regulacion sin tendencia



Tensión de línea sin Regulación

Gráfico P-P Normal de Tensión de línea sin Regulación

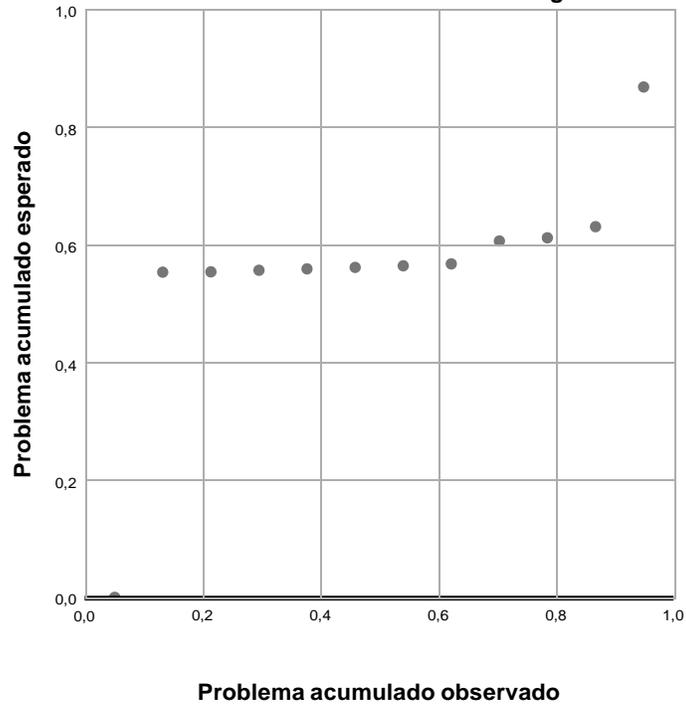
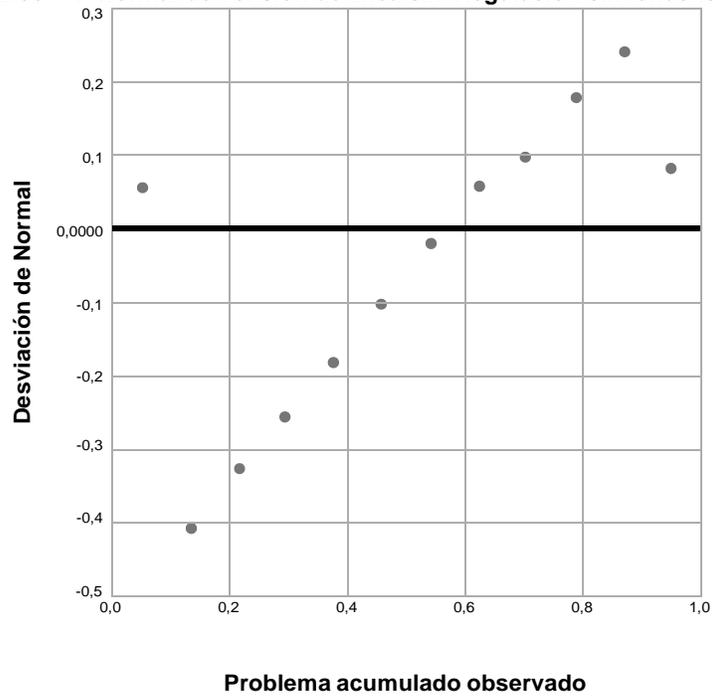


Gráfico P-P Normal de Tension de linea sin Regulacion sin tendencia



Tensión de línea Doble Terna

Gráfico P-P Normal de Tensión de línea Doble Terna

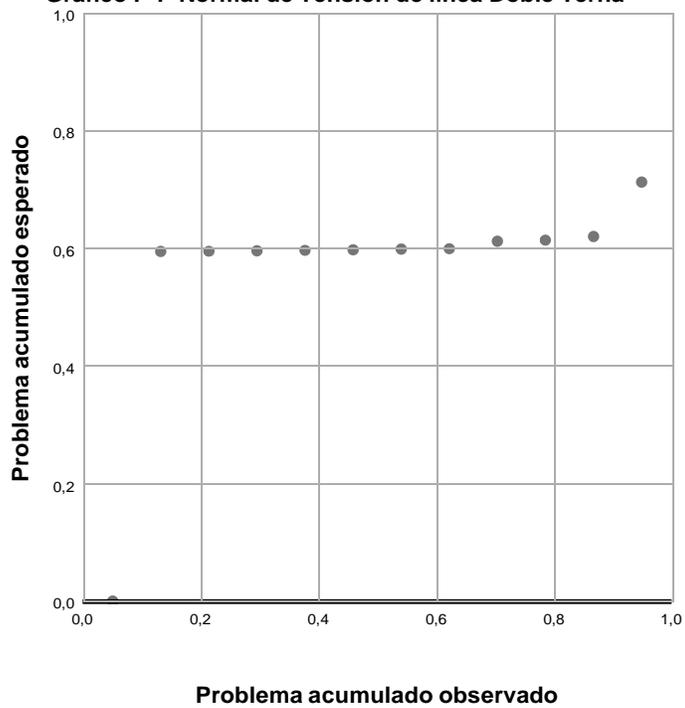
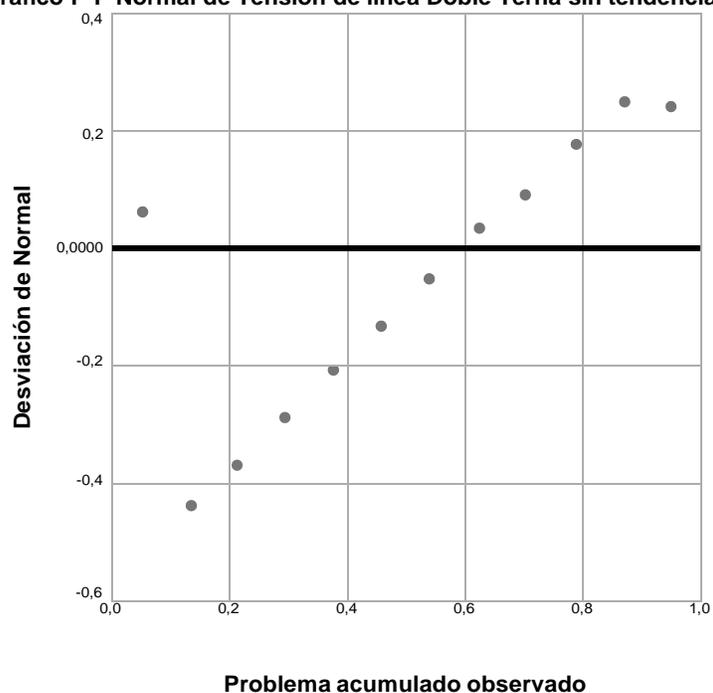


Gráfico P-P Normal de Tension de linea Doble Terna sin tendencia



Nivel de cobertura de centros culturales

Gráfico P-P Normal de Nivel de cobertura de centros culturales

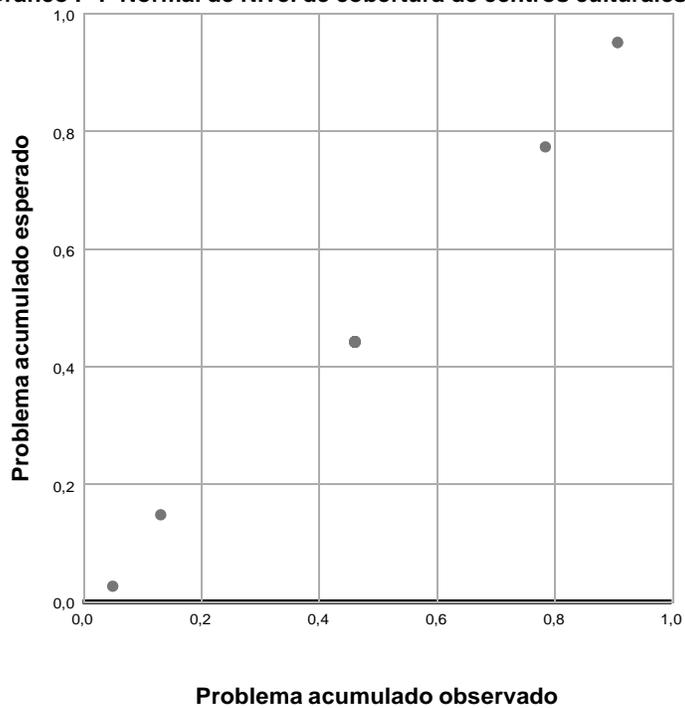
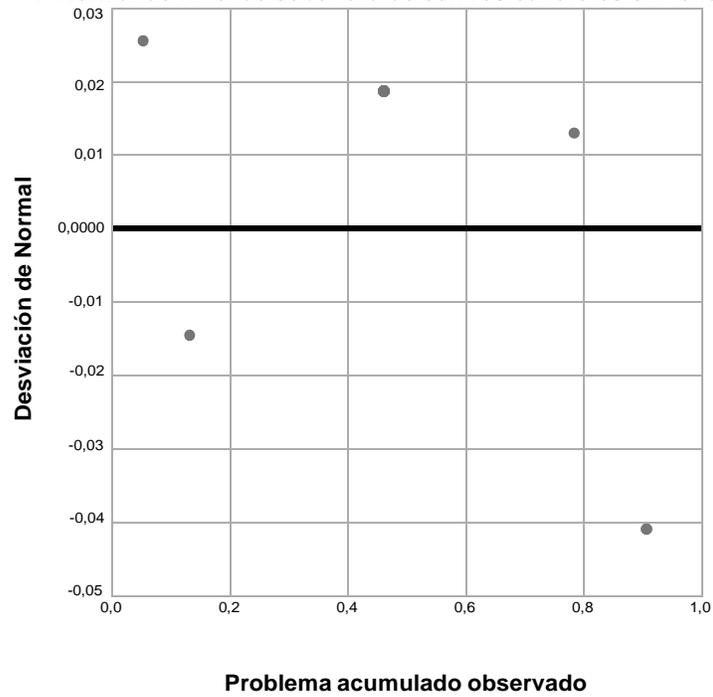


Gráfico P-P Normal de Nivel de cobertura de centros culturales sin tendencia



Nivel educativo

Gráfico P-P Normal de Nivel educativo

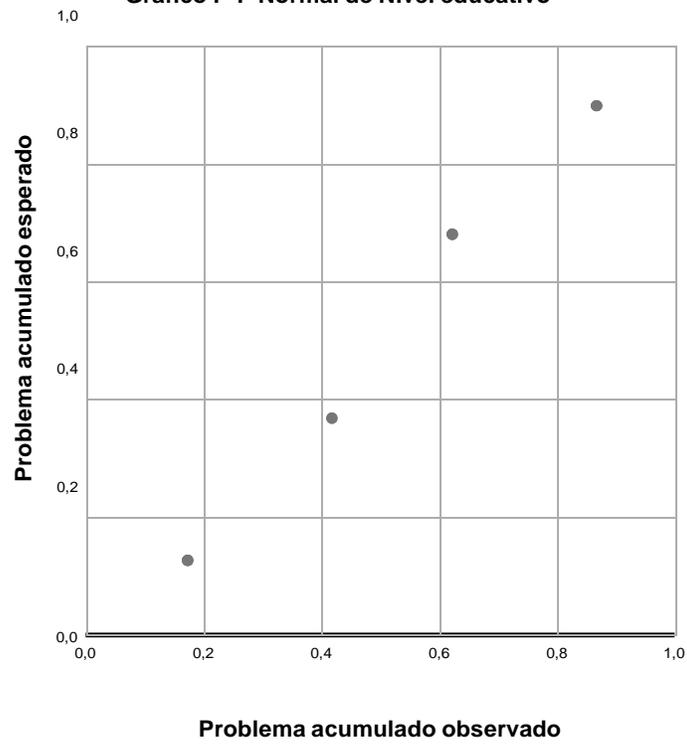
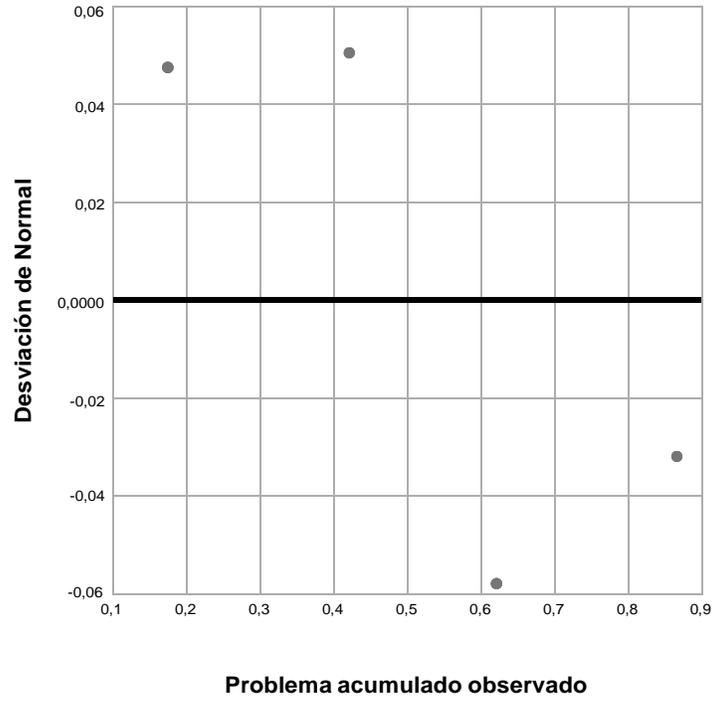


Gráfico P-P Normal de Nivel educativo sin tendencia



Nivel de satisfacción

Gráfico P-P Normal de Nivel de satisfacción

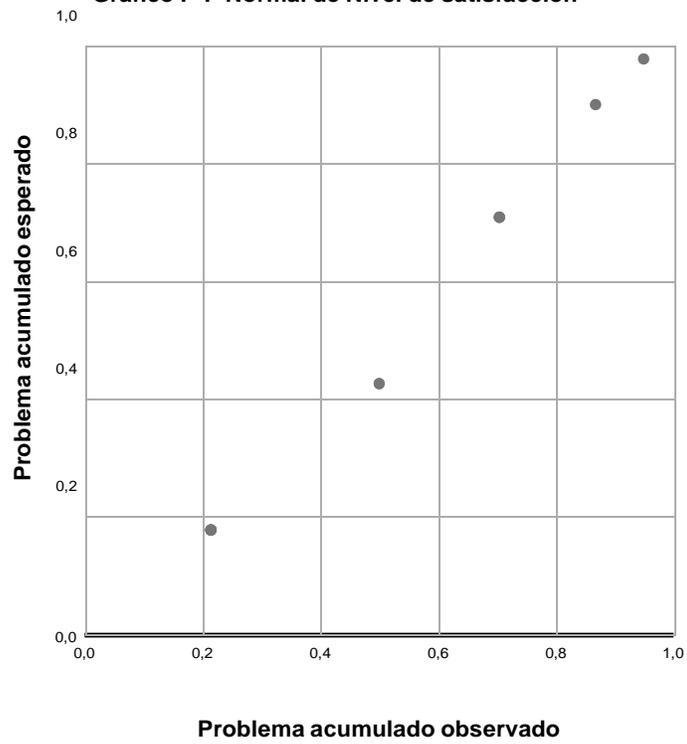
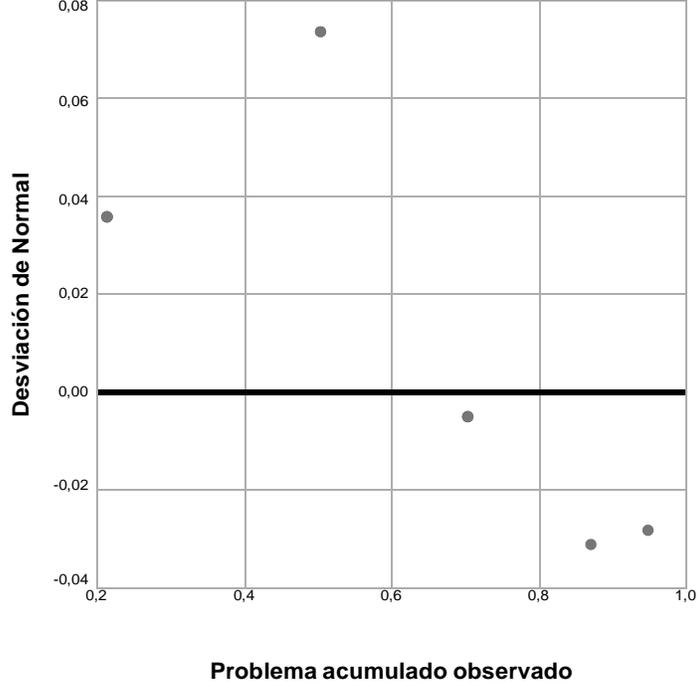


Gráfico P-P Normal de Nivel de satisfacción sin tendencia



Optimismo (nivel)

Gráfico P-P Normal de Optimismo (nivel)

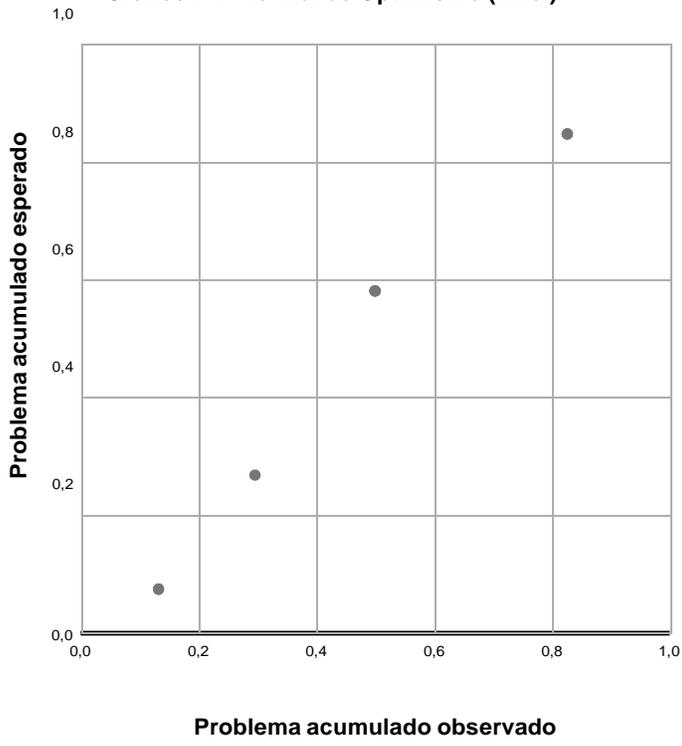
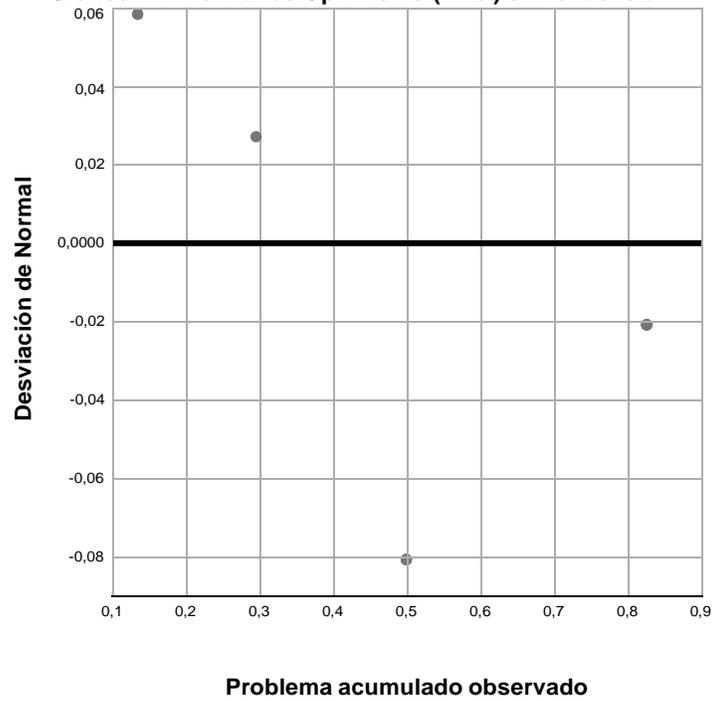
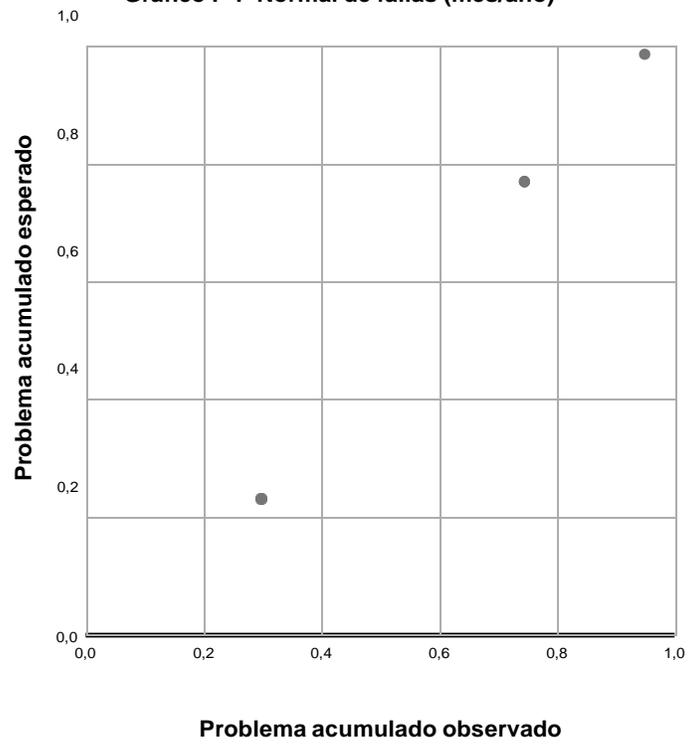


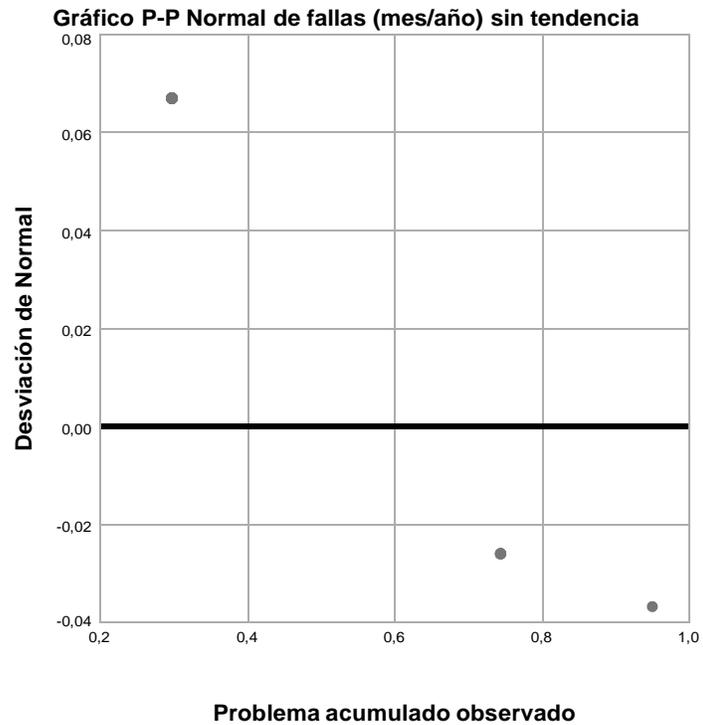
Gráfico P-P Normal de Optimismo (nivel) sin tendencia



fallas (mes/año)

Gráfico P-P Normal de fallas (mes/año)





```

T-TEST
  /TESTVAL=0
  /MISSING=ANALYSIS
  /VARIABLES=inversion_Subtraninversion_Panelesenergia_elec codigociudad y.p
er_cap abonados
  tension_reg tension_sreg
  /CRITERIA=CI (.95) .

```

Prueba T

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:41:38
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Manejo de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se trata como valores perdidos.
	Casos utilizados	Las estadísticas para cada análisis se basan en los casos sin datos perdidos o fuera de rango para cualquier variable del análisis.
Sintaxis		<pre>T-TEST /TESTVAL=0 /MISSING=ANALYSIS /VARIABLES=inversions ubtran inversion_Paneles energia_elec codigociudad y.per_cap abonados tension_reg tension_sreg /CRITERIA=CI(.95).</pre>
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:00.00
	Tiempo transcurrido	00:00:00.05

Estadísticas para una muestra

	N	Media	Desv. Desviación	Desv. Error promedio
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	3600150,583	4461449,066	1287909,410
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	21422707,08	40691343,29	11746579,00
Demanda eléctrica kW	12	4283,3333	1331,32424	384,32021
Ciudad	12	3,00	,000 ^a	,000
Ingreso per cápita en \$	12	4208,5833	2359,69861	681,18631
Población (hab.)	12	7971,92	2568,840	741,560
Tensión de línea con Regulación	12	,89588	,283416	,081815
Tensión de línea sin Regulación	12	,76877	,251706	,072661

a. t no se puede calcular porque la desviación estándar es 0.

Prueba para una muestra

Valor de prueba = 0

	t	gl	Sig. (bilateral)	Diferencia de medias	95% de intervalo de ... Inferior
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	2,795	11	,017	3600150,583	765481,0851
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	1,824	11	,095	21422707,08	-4431338,98
Demanda eléctrica kW	11,145	11	,000	4283,33333	3437,4503
Ingreso per cápita en \$	6,178	11	,000	4208,58333	2709,3024
Población (hab.)	10,750	11	,000	7971,917	6339,75
Tensión de línea con Regulación	10,950	11	,000	,895883	,71581
Tensión de línea sin Regulación	10,580	11	,000	,768767	,60884

Prueba para una muestra

Valor de prueba ..

95% de intervalo
de confianza de ..

Superior

Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	6434820,082
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	47276753,15
Demanda eléctrica kW	5129,2164
Ingreso per cápita en \$	5707,8643
Población (hab.)	9604,08
Tensión de línea con Regulación	1,07596
Tensión de línea sin Regulación	,92869

SUMMARIZE

```
/TABLES=inversion_Subtraninversion_Panelesenergia_elec codigociudad abonad  
os y.per_cap
```

```
tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_e  
lec
```

```
/FORMAT=VALIDLIST NOCASENUM TOTAL LIMIT=100
```

```
/TITLE='Resúmenes de casos'
```

```
/MISSING=VARIABLE
```

```
/CELLS=COUNT MEAN RANGE FIRST MAX MEDIAN GMEDIAN SEMEAN SUM LAST STDDEV MIN  
KURT SEKURT VAR SKEW
```

```
SESKEW HARMONIC GEOMETRIC SPCT NPCT.
```

Resumir

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:45:57
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Manejo de valores perdidos	Definición de perdidos	Para cada variable dependiente en una tabla, los valores perdidos definidos por el usuario para la dependiente y todas las variables de agrupación se tratan como perdidas.
	Casos utilizados	Los casos utilizados para cada tabla no tienen valores perdidos en ninguna variable independiente y no todas las variables dependientes tienen valores perdidos.

Notas

Sintaxis		SUMMARIZE /TABLES=inversion_Subtr an inversion_Paneles energia_elec codigociudad abonados y.per_cap tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp fállaseles /FORMAT=VALIDLIST NOCASENUM TOTAL LIMIT=100 /TITLE='Resúmenes de casos' /MISSING=VARIABLE /CELLS=COUNT MEAN RANGE FIRST MAX MEDIAN GMEDIAN SEMEAN SUM LAST STDDEV MIN KURT SEKURT VAR SKEW SESKEW HARMONIC GEOMETRIC SPCT NPCT.
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:00.02
	Tiempo transcurrido	00:00:00.04

Avisos

Las estadísticas de porcentaje NPCT, SPCT, NPCT () y SPCT () sólo están disponibles con los informes de resumen. Ninguna de las estadísticas de porcentaje especificadas se calculará para el informe de listado que ha solicitado la palabra clave LIST o VALIDLIST en el subcomando FORMAT.

Resumen de procesamiento de casos^a

	Casos					
	Incluido		Excluido		Total	
	N	Porcentaje	N	Porcentaje	N	Porcentaje
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Demanda eléctrica kW	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Ciudad	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Población (hab.)	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Ingreso per cápita en \$	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Tensión de línea con Regulación	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Tensión de línea sin Regulación	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Tensión de línea Doble Terna	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Nivel de cobertura de centros culturales	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Nivel educativo	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
transformadores de distribución	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Nivel de satisfacción	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
Optimismo (nivel)	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%
fallas (mes/año)	12	100,0%	0	0,0%	12	100,0%

a. Limitado a los primeros 100 casos.

Resúmenes de casos^a

		Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	Demanda eléctrica kW	Ciudad
1		17761179,00	148566683,0	2400,00	Ciudad C
2		2113472,00	1505641,00	2700,00	Ciudad C
3		2151205,00	14551845,00	3000,00	Ciudad C
4		2189607,00	11824210,00	3300,00	Ciudad C
5		2228704,00	1505641,00	3600,00	Ciudad C
6		2268516,00	14551645,00	4000,00	Ciudad C
7		2309063,00	1505641,00	4400,00	Ciudad C
8		2350361,00	11824210,00	4800,00	Ciudad C
9		2392428,00	14551845,00	5200,00	Ciudad C
10		2435224,00	10309069,00	5600,00	Ciudad C
11		2478819,00	1505641,00	6000,00	Ciudad C
12		2523229,00	24870414,00	6400,00	Ciudad C
Total	N	12	12	12	12
	Media	3600150,583	21422707,08	4283,3333	3,00
	Rango	15647707,00	147061042,0	4000,00	0
	Primero	17761179,00	148566683,0	2400,00	Ciudad C
	Máximo	17761179,00	148566683,0	6400,00	Ciudad C
	Mediana	2329712,000	11824210,00	4200,0000	3,00
	Mediana agrupada	2329712,000	11824210,00	4200,0000	3,00
	Error estándar de la media	1287909,410	11746579,00	384,32021	,000

Resúmenes de casos^a

		Población (hab.)	Ingreso per cápita en \$	Tensión de línea con Regulación	Tensión de línea sin Regulación
1		0	3820,00	,000	,000
2		7861	1315,00	1,050	1,050
3		8019	6539,00	1,000	,853
4		8179	5981,00	,989	,840
5		8343	2439,00	,986	,837
6		8509	4077,00	,965	,812
7		8680	1356,00	,963	,810
8		8853	7817,00	,962	,808
9		9030	2231,00	,960	,806
10		9211	4742,00	,959	,805
11		9395	7747,00	,958	,803
12		9583	2439,00	,958	,803
Total	N	12	12	12	12
	Media	7971,92	4208,5833	,89588	,76877
	Rango	9583	6502,00	1,050	1,050
	Primero	0	3820,00	,000	,000
	Máximo	9583	7817,00	1,050	1,050
	Mediana	8594,50	3948,5000	,96255	,80865
	Mediana agrupada	8594,50	3948,5000	,96255	,80865
	Error estándar de la media	741,560	681,18631	,081815	,072661

Resúmenes de casos^a

		Tensión de línea Doble Terna	Nivel de cobertura de centros culturales	Nivel educativo	transformadores de distribución
1		,000	Suficiente cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
2		1,050	Mediana cobertura	Nivel primario	Autotransform ador
3		,978	Mediana cobertura	Superior técnica	Autotransform ador
4		,973	Alta cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
5		,972	Suficiente cobertura	Superior técnica	Autotransform ador
6		,963	Mediana cobertura	Superior técnica	Autotransform ador
7		,962	Mediana cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
8		,961	Baja cobertura	Nivel secundario	Autotransform ador
9		,961	Insuficiente cobertura	Nivel primario	Autotransform ador
10		,960	Mediana cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
11		,960	Mediana cobertura	Nivel secundario	Autotransform ador
12		,959	Mediana cobertura	Nivel secundario	Autotransform ador
Total	N	12	12	12	12
	Media	,89160	3,17	2,42	1,00
	Rango	1,050	4	3	0
	Primero	,000	Suficiente cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
	Máximo	1,050	Suficiente cobertura	Superior técnica	Autotransform ador
	Mediana	,96165	3,00	2,50	1,00
	Mediana agrupada	,96165	3,13	2,40	1,00
	Error estándar de la media	,081381	,322	,358	,000

Resúmenes de casos^a

		Nivel de satisfacción	Optimismo (nivel)	fallas (mes/año)
1		Medianamente e satisfecho	Ni pesimista ni optimista	4,00
2		Ni insatisfecho ni satisfecho	Muy optimista	2,00
3		Ni insatisfecho ni satisfecho	Optimista	3,00
4		Ni insatisfecho ni satisfecho	Pesimista	2,00
5		Plenamente satisfecho	Muy optimista	2,00
6		Totalmente insatisfecho	Pesimista	3,00
7		Insatisfecho	Optimista	2,00
8		Insatisfecho	Muy optimista	3,00
9		Totalmente insatisfecho	Pesimista	2,00
10		Totalmente insatisfecho	Optimista	2,00
11		Totalmente insatisfecho	Muy optimista	2,00
12		Totalmente insatisfecho	Optimista	3,00
Total	N	12	12	12
	Media	3,50	3,75	2,5000
	Rango	8	3	2,00
	Primero	Medianamente e satisfecho	Ni pesimista ni optimista	4,00
	Máximo	Plenamente satisfecho	Muy optimista	4,00
	Mediana	3,00	4,00	2,0000
	Mediana agrupada	3,00	4,00	2,4545
	Error estándar de la media	,783	,351	,19462

Resúmenes de casos^a

	Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	Demanda eléctrica kW	Ciudad
Suma	43201807,00	257072485,0	51400,00	36
Último	2523229,00	24870414,00	6400,00	Ciudad C
Desv. Desviación	4461449,066	40691343,29	1331,32424	,000
Mínimo	2113472,00	1505641,00	2400,00	Ciudad C
Curtosis	11,974	11,025	-1,261	.
Error estándar de curtosis	1,232	1,232	1,232	.
Varianza	1,990E+13	1,656E+15	1772424,242	,000
Asimetría	3,459	3,270	,170	.
Error estándar de asimetría	,637	,637	,637	.
Media armónica	2485795,840	3778430,293	3895,3700	3,00
Media geométrica	2737085,376	8137671,884	4088,5166	3,00

Resúmenes de casos^a

	Población (hab.)	Ingreso per cápita en \$	Tensión de línea con Regulación	Tensión de línea sin Regulación
Suma	95663	50503,00	10,751	9,225
Último	9583	2439,00	,958	,803
Desv. Desviación	2568,840	2359,69861	,283416	,251706
Mínimo	0	1315,00	,000	,000
Curtosis	10,637	-1,304	11,722	9,928
Error estándar de curtosis	1,232	1,232	1,232	1,232
Varianza	6598939,356	5568177,538	,080	,063
Asimetría	-3,187	,360	-3,406	-2,945
Error estándar de asimetría	,637	,637	,637	,637
Media armónica	. ^b	2954,7696	. ^b	. ^b
Media geométrica	,00	3559,6811	,00000	,00000

Resúmenes de casos^a

	Tension de linea Doble Terna	Nivel de cobertura de centros culturales	Nivel educativo	transformadores s de distribución
Suma	10,699	38	29	12
Último	,959	Mediana cobertura	Nivel secundario	Autotransform ador
Desv. Desviación	,281913	1,115	1,240	,000
Mínimo	,000	Insuficiente cobertura	Sin instrucción	Autotransform ador
Curtosis	11,756	,762	-1,677	.
Error estándar de curtosis	1,232	1,232	1,232	.
Varianza	,079	1,242	1,538	,000
Asimetría	-3,412	,088	,056	.
Error estándar de asimetría	,637	,637	,637	.
Media armónica	. ^b	2,68	1,78	1,00
Media geométrica	,00000	2,95	2,09	1,00

Resúmenes de casos^a

	Nivel de satisfacción	Optimismo (nivel)	fallas (mes/año)
Suma	42	45	30,00
Último	Totalmente insatisfecho	Optimista	3,00
Desv. Desviación	2,714	1,215	,67420
Mínimo	Totalmente insatisfecho	Pesimista	2,00
Curtosis	-,326	-1,273	,352
Error estándar de curtosis	1,232	1,232	1,232
Varianza	7,364	1,477	,455
Asimetría	,770	-,524	1,068
Error estándar de asimetría	,637	,637	,637
Media armónica	1,84	3,30	2,3607
Media geométrica	2,54	3,54	2,4256

- a. Limitado a los primeros 100 casos.
- b. Los datos contienen valores negativos y positivo y, posiblemente valores cero.

```

BAYES ONESAMPLE
/MISSING SCOPE=ANALYSIS
/CRITERIA CILEVEL=95
/INFERENCE DISTRIBUTION=POISSON VARIABLES=inversion_Subtraninversion_Panele
s energia_elec
codigociudadabonados y.per_cap tension_reg tension_sreg tension_2ter nive
l_cult transf mp
Fallas_elec Sat ED ANALYSIS=POSTERIOR
/PRIOR TYPE=CONJUGATE(2 2)
/DATA VARIABLES= inversion_Subtraninversion_Panelesenergia_elec codigociud
ad abonados y.per_cap
tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult transf mp Fallas_elec Sat
ED.

```

Una muestra Bayesiana

Notas

Salida creada		17-APR-2021 16:48:30
Comentarios		
Entrada	Datos	G:\tesis cañete.sav
	Conjunto de datos activo	ConjuntoDatos2
	Filtro	<ninguno>
	Ponderación	<ninguno>
	Segmentar archivo	<ninguno>
	N de filas en el archivo de datos de trabajo	12
Gestión de valores perdidos	Definición de perdidos	Los valores perdidos definidos por el usuario se tratan como perdidos.
	Casos utilizados	Cada estadístico se basa en todos los datos válidos para las variables de análisis en el cálculo del estadístico.
Manejo de ponderaciones		no aplicable

Notas

Sintaxis	<pre>BAYES ONESAMPLE /MISSING SCOPE=ANALYSIS /CRITERIA CILEVEL=95 /INFERENCE DISTRIBUTION=POISSO N VARIABLES=inversions ubtran inversion_Paneles energia_elec codigociudad abonados y.per_cap tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult transf mp Fallas_elec Sat ED ANALYSIS=POSTERIOR /PRIOR TYPE=CONJUGATE(2 2) /DATA VARIABLES= inversion_Subtran inversion_Paneles energia_elec codigociudad abonados y.per_cap tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult transf mp Fallas_elec Sat ED.</pre>	
Recursos	Tiempo de procesador	00:00:02.14
	Tiempo transcurrido	00:00:02.35

Avisos

Se han encontrado uno o más casos con valores no enteros o negativos para la variable tension_reg. Estos valores no son válidos para la inferencia Poisson Bayesiana y no se utilizará en el análisis.

Se han encontrado uno o más casos con valores no enteros o negativos para la variable tension_sreg. Estos valores no son válidos para la inferencia Poisson Bayesiana y no se utilizará en el análisis.

Se han encontrado uno o más casos con valores no enteros o negativos para la variable tension_2ter. Estos valores no son válidos para la inferencia Poisson Bayesiana y no se utilizará en el análisis.

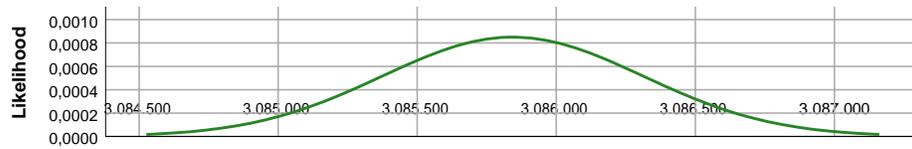
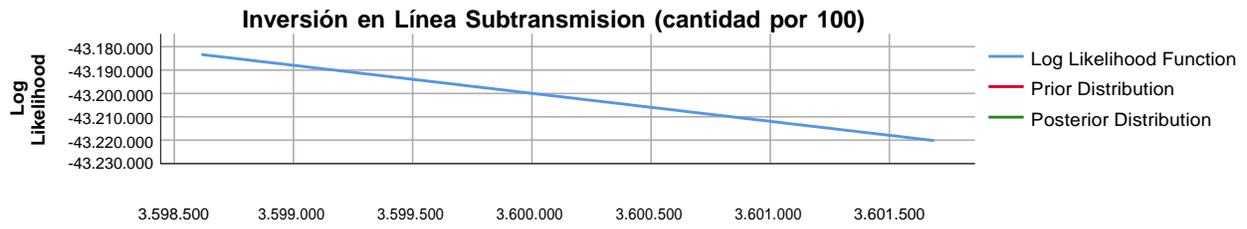
Caracterización de distribución posterior para inferencia Poisson^a

	Moda	Media	Archivo	95% Intervalo . Límite inferior
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	3085843,429	3085843,500	220417,393	3084923,391
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	18362320,43	18362320,50	1311594,321	18360075,92
Demanda eléctrica kW	3671,5000	3671,5714	262,255	3639,8989
Ciudad	2,64	2,71	,194	1,92
Población (hab.)	6833,14	6833,21	488,087	6789,98
Ingreso per cápita en \$	3607,4286	3607,5000	257,679	3576,1056
Tensión de línea con Regulación	,50000	,75000	,188	,15467
Tensión de línea sin Regulación	,33333	,66667	,222	,08074
Tensión de línea Doble Terna	,33333	,66667	,222	,08074
Nivel de cobertura de centros culturales	2,79	2,86	,204	2,04
transformadores de distribución	,93	1,00	,071	,55
Optimismo (nivel)	3,29	3,36	,240	2,47
fallas (mes/año)	2,2143	2,2857	,163	1,5634
Nivel de satisfacción	3,07	3,14	,224	2,28
Nivel educativo	2,14	2,21	,158	1,50

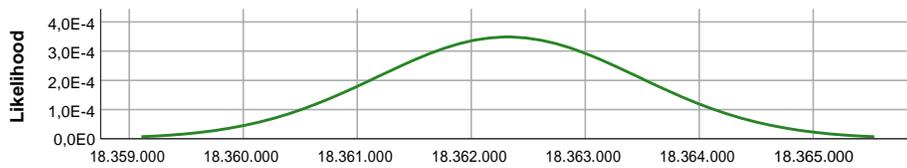
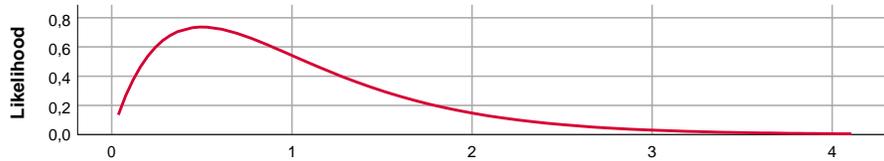
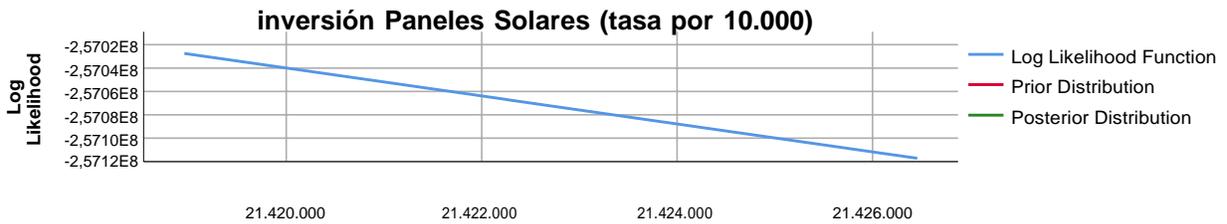
Caracterización de distribución posterior para inferencia Poisson^a

	95% Intervalo ...
	Límite superior
Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)	3086763,744
inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)	18364565,21
Demanda eléctrica kW	3703,3793
Ciudad	3,64
Población (hab.)	6876,58
Ingreso per cápita en \$	3639,0297
Tensión de línea con Regulación	1,80617
Tensión de línea sin Regulación	1,85721
Tensión de línea Doble Terna	1,85721
Nivel de cobertura de centros culturales	3,81
transformadores de distribución	1,59
Optimismo (nivel)	4,38
fallas (mes/año)	3,1430
Nivel de satisfacción	4,14
Nivel educativo	3,06

a. Previa para tasa/intensidad Poisson: Gama(2, 2).

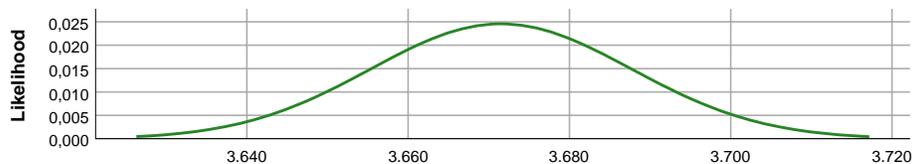
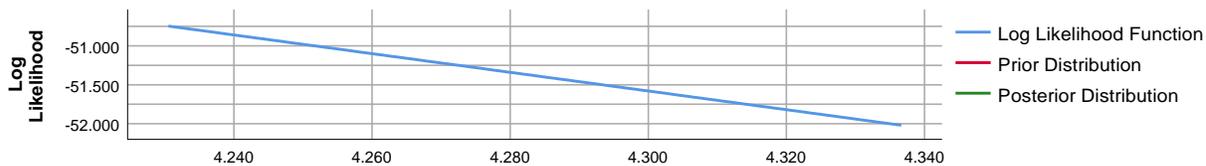


Mean: Inversión en Línea Subtransmision (cantidad por 100)



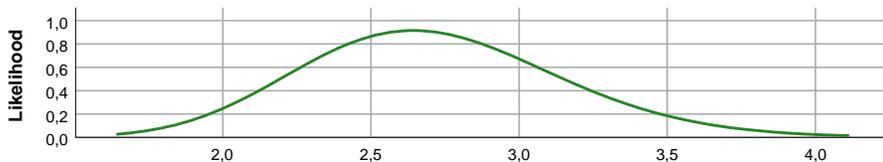
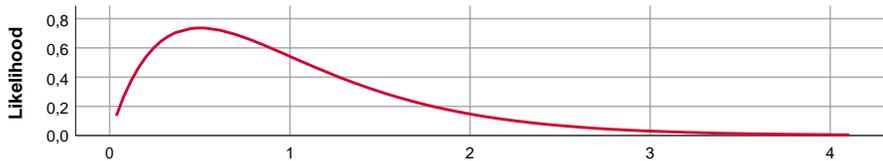
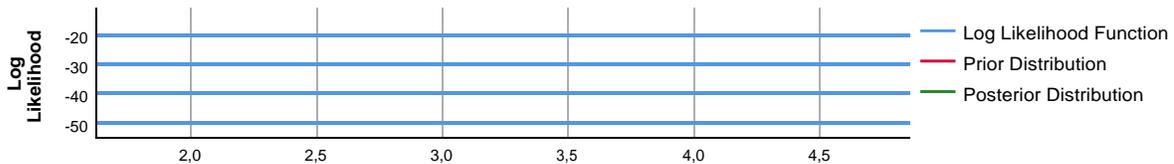
Mean: inversión Paneles Solares (tasa por 10.000)

Demanda eléctrica kW

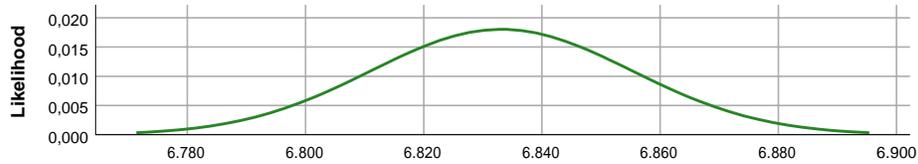
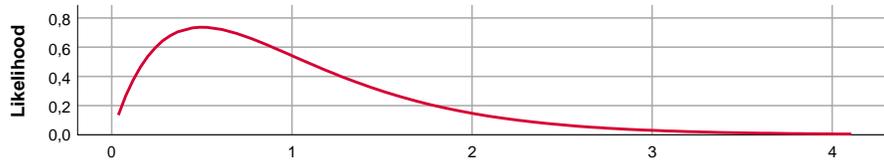
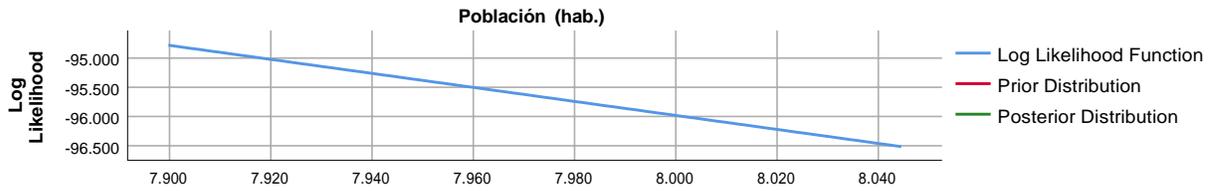


Mean: Demanda electrica kW

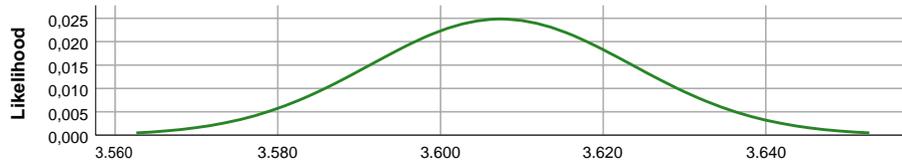
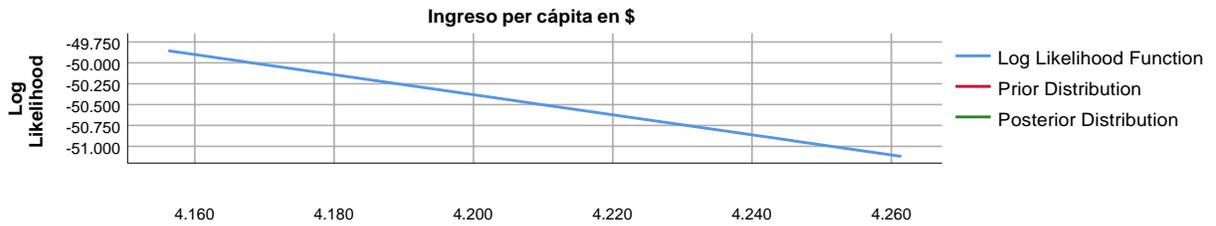
Ciudad



Mean: Ciudad

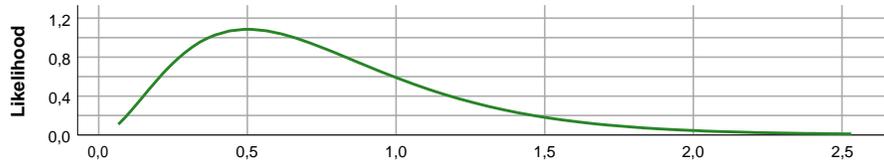
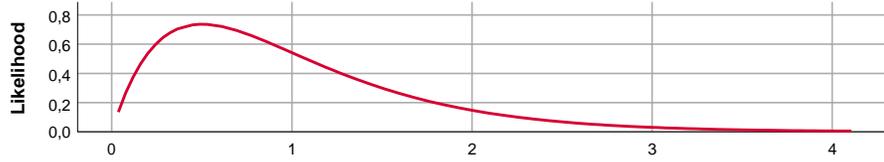
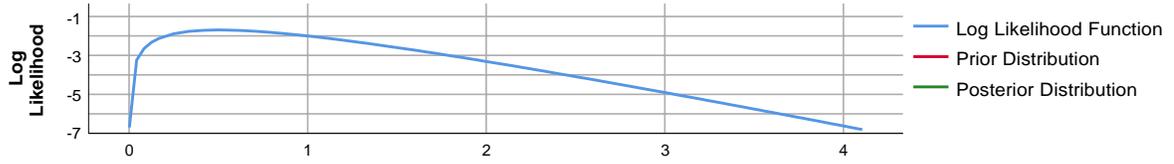


Mean: Población (hab.)



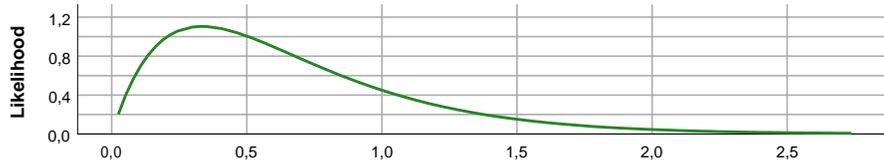
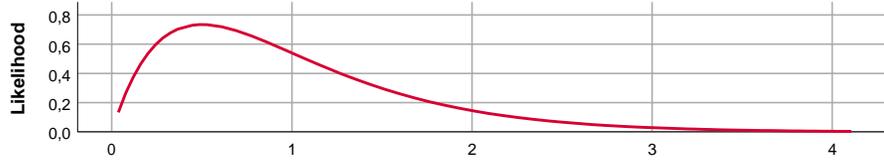
Mean: Ingreso per cápita en \$

Tensión de línea con Regulación



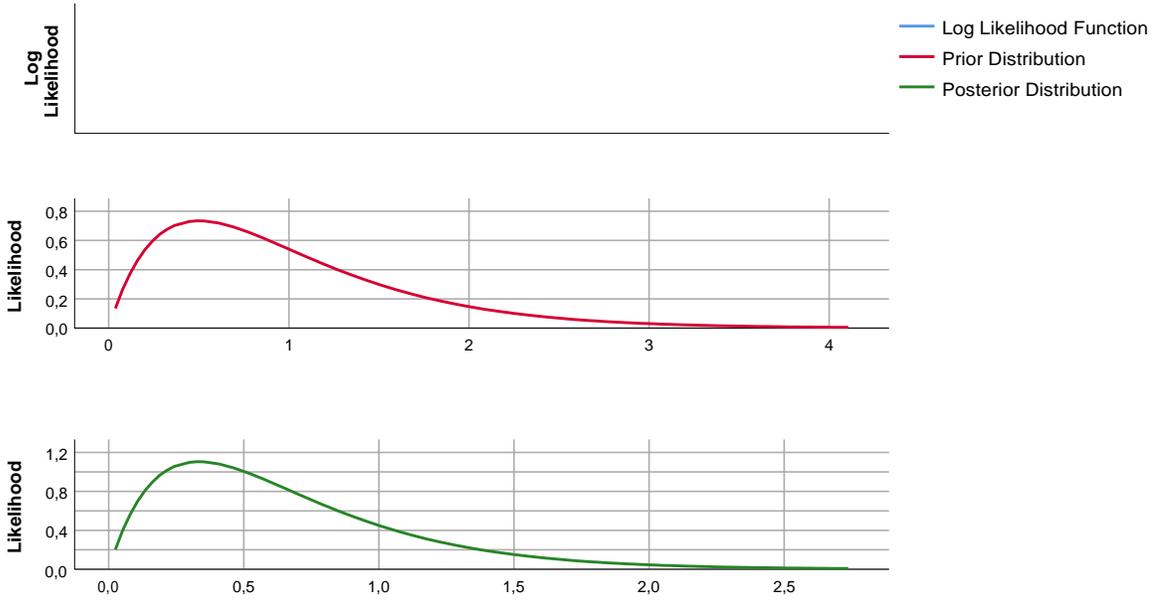
Mean: Tension de linea con Regulacion

Tension de linea sin Regulacion



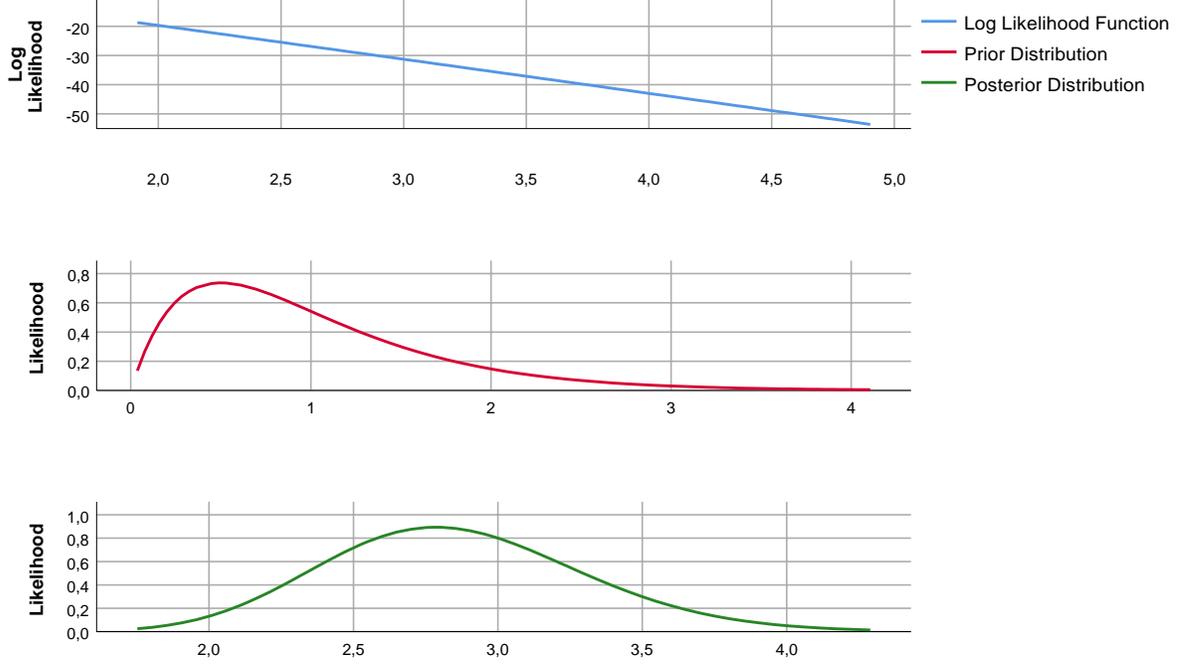
Mean: Tension de linea sin Regulacion

Tension de línea Doble Terna

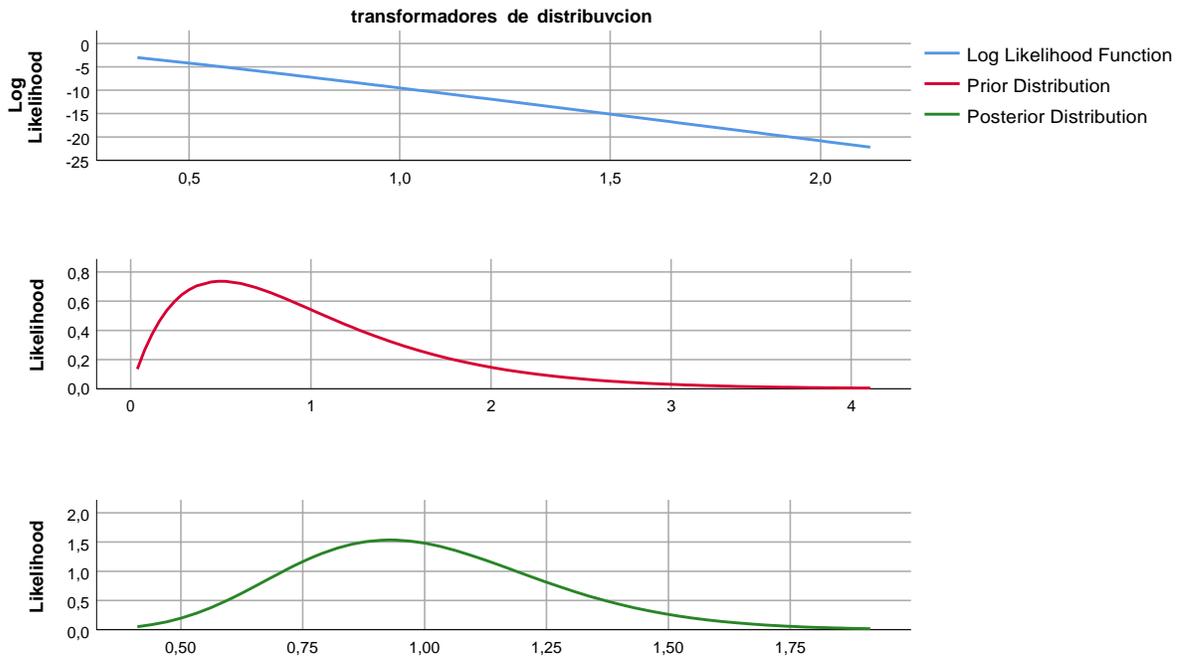


Mean: Tensión de línea Doble Terna

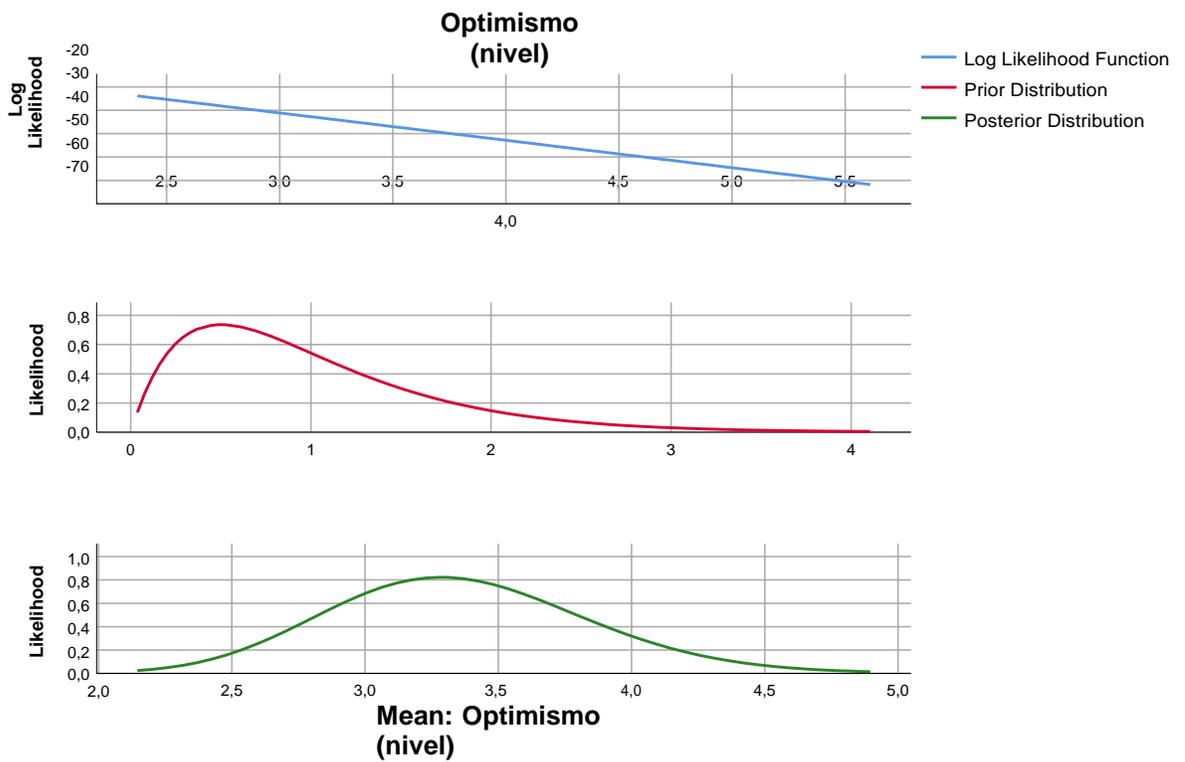
Nivel de cobertura de centros culturales

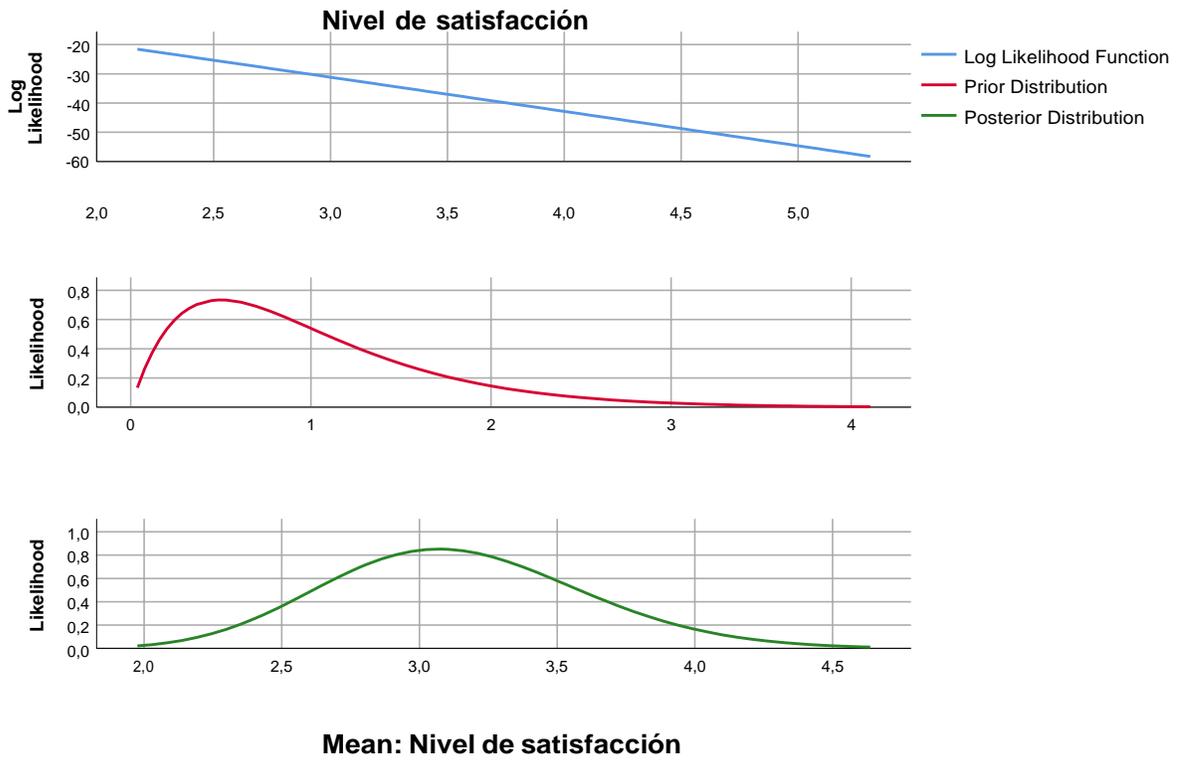
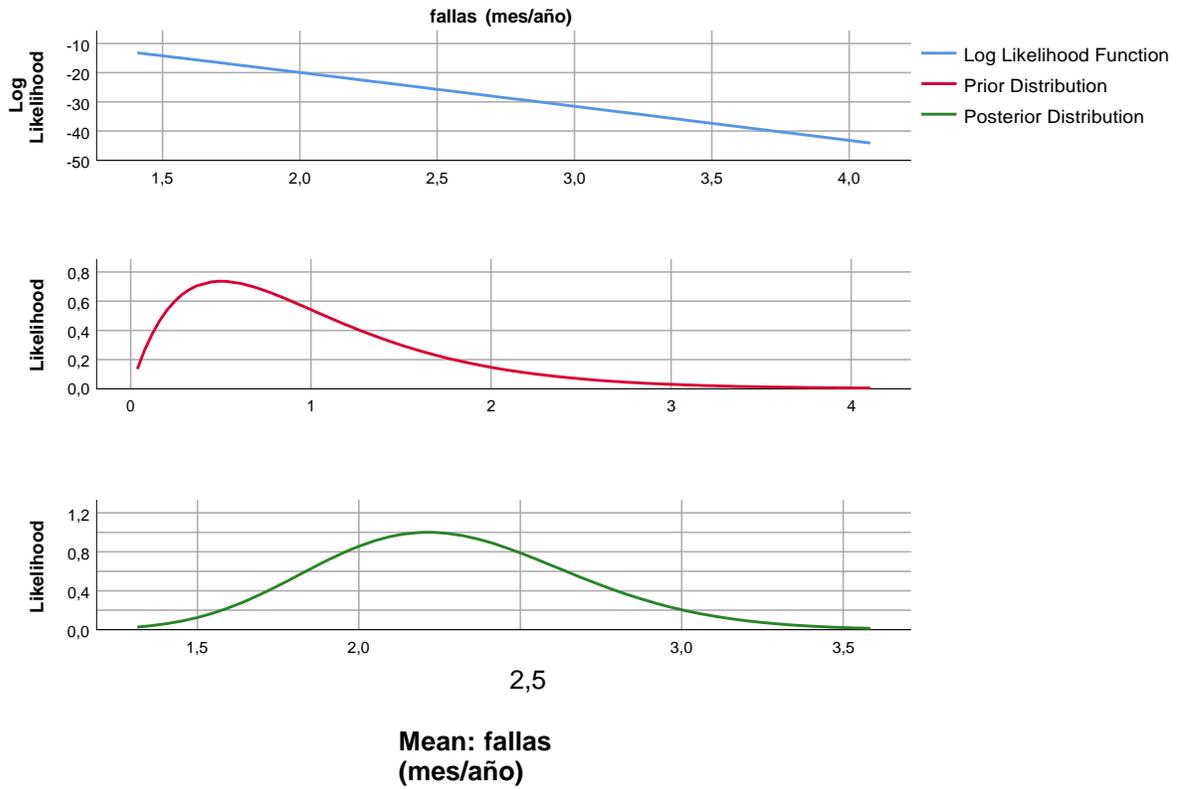


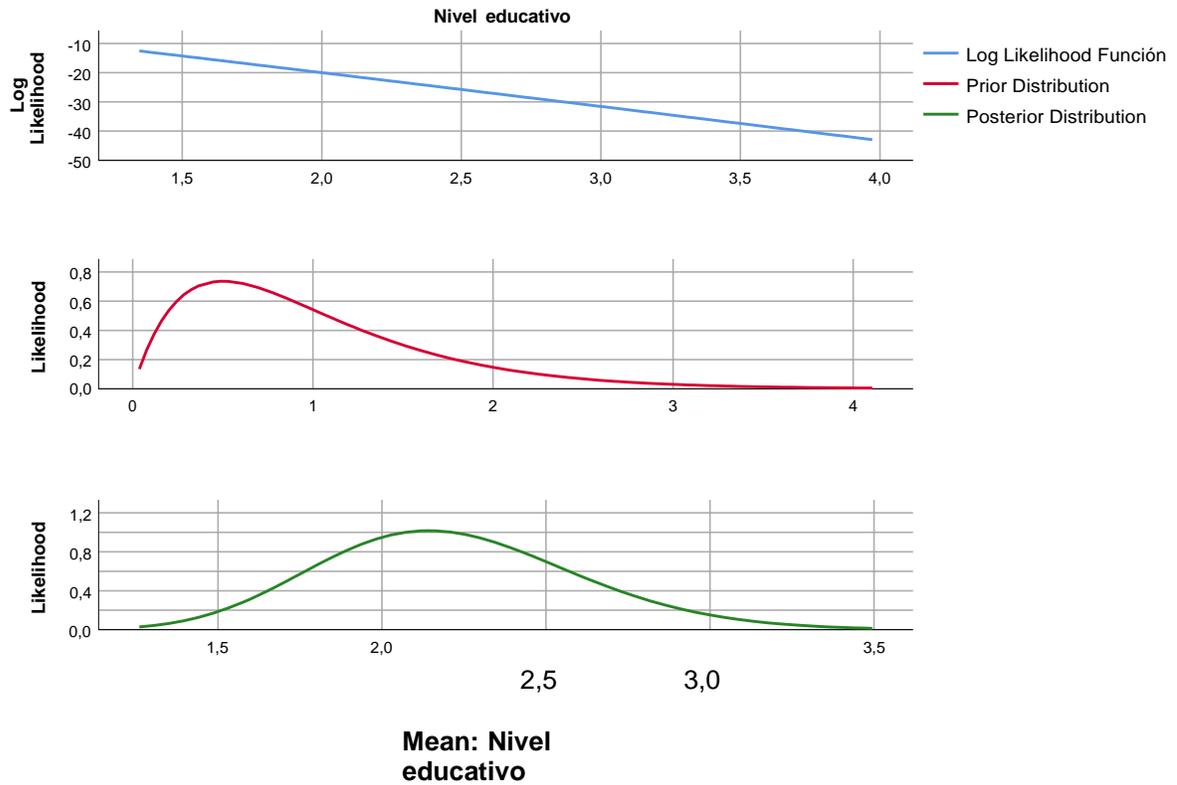
Mean: Nivel de cobertura de centros culturales



Mean: transformadores de distribución







```

PLOT
/VARIABLES=inversion_Subtraninversion_Panelescodigociudadenergia_elec abo
nados y.per_cap
tension_reg tension_sreg tension_2ter nivel_cult ED transf Sat mp Fallas_e
lec
/LN
/STANDARDIZE
/DIFF=1
/TYPE=Q-Q
/FRACTION=BLOM
/TIES=MEAN
/DIST=CHI(1).

```

PPlot

ANEXO N° 6
CUADROS DE RESULTADOS

CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS



CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

PROYECTOS DE ELECTRIFICACION RURAL	
Departamento:	Lima
Provincia:	Cañete
Distrito:	San vicente de Cañete
ESPECIFICACIONES	
Líneas Primarias:	Sistema 3Ø ; 20 a 22,9 kV;
Redes Primarias:	3Ø en 20 kV o 22,9 kV.
Redes Secundarias:	Sistema 3Ø
Alumbrado Público:	Lámparas de vapor de Na
La potencia de Alumbrado Público es igual:	60 kW
Longitud:	37.85 kM
Conductor de:	AAAC
Postes de:	Madera
Año 0 de la Evaluación:	2,020
Potencia Nominal de la Fuente:	7,000
Demanda actual (2020):	4,383
Factor de Potencia:	0.95
Heliofanía:	5.5
Fecha: 2021	

TIPOS DE BARRA

Barra de referencia

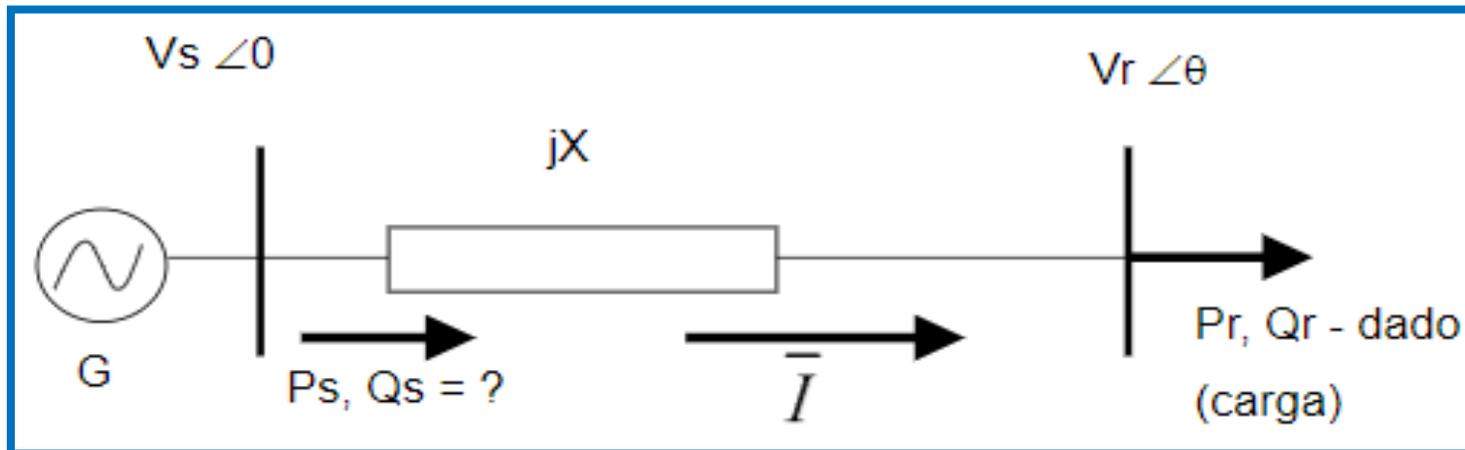
Todo lo que requiere el sistema.

Se conoce todos los parámetros (cero variables)

Barra de carga (P,Q).

•Potencia Aparente constante.

Presenta dos variables (tensión y ángulo)



ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

➤ Primer Caso - 1 Terna sin regulación:

Vbus	ThBus	Pot_Gen	Pot_Car
1.05	0	0.0700 + 0.0100i	0.0000 + 0.0000i
0.8529	-7.5706	0.0000 + 0.0000i	0.0090 + 0.0010i
0.8401	-8.1888	0.0000 + 0.0000i	0.0100 + 0.0010i
0.8368	-8.3437	0.0000 + 0.0000i	0.0080 + 0.0010i
0.8115	-9.5624	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0010i
0.8096	-9.6593	0.0000 + 0.0000i	0.0020 + 0.0010i
0.8077	-9.7531	0.0000 + 0.0000i	0.0100 + 0.0020i
0.8061	-9.8377	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0000i
0.8047	-9.907	0.0000 + 0.0000i	0.0050 + 0.0010i
0.8031	-9.9805	0.0000 + 0.0000i	0.0050 + 0.0010i
0.8027	-9.9972	0.0000 + 0.0000i	0.0080 + 0.0020i

ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

➤ Segundo Caso - 1 Terna con regulación (2da. Barra):

Vbus	ThBus	Pot_Gen	Pot_Car
1.05	0	0.0700 + 0.0100i	0.0000 + 0.0000i
1.00	-13.712	0.0000 + 0.0000i	0.0090 + 0.0010i
0.9892	-14.171	0.0000 + 0.0000i	0.0100 + 0.0010i
0.9864	-14.285	0.0000 + 0.0000i	0.0080 + 0.0010i
0.965	-15.182	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0010i
0.9633	-15.252	0.0000 + 0.0000i	0.0020 + 0.0010i
0.9618	-15.321	0.0000 + 0.0000i	0.0100 + 0.0020i
0.9604	-15.383	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0000i
0.9592	-15.433	0.0000 + 0.0000i	0.0050 + 0.0010i
0.9578	-15.487	0.0000 + 0.0000i	0.0050 + 0.0010i
0.9575	-15.499	0.0000 + 0.0000i	0.0080 + 0.0020i

ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA EN EL SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

➤ Tercer Caso - 2 Terna sin regulación:

Vbus	ThBus	Pot_Gen	Pot_Car
1.05	0	0.0700 + 0.0100i	0.0000 + 0.0000i
0.9895	-2.2798	0.0000 + 0.0000i	0.0070 + 0.0010i
0.9854	-2.4376	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0010i
0.9843	-2.4782	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0010i
0.976	-2.7886	0.0000 + 0.0000i	0.0036 + 0.0010i
0.9754	-2.8137	0.0000 + 0.0000i	0.0070 + 0.0010i
0.9748	-2.8321	0.0000 + 0.0000i	0.0060 + 0.0020i
0.9744	-2.8494	0.0000 + 0.0000i	0.0030 + 0.0000i
0.9739	-2.8645	0.0000 + 0.0000i	0.0005 + 0.0010i
0.9733	-2.8879	0.0000 + 0.0000i	0.0027 + 0.0010i
0.9731	-2.8952	0.0000 + 0.0000i	0.0098 + 0.0020i

COMPARACIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA DE LOS CASOS PLANTEADOS USANDO EL SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

Barra Inicial - Barra Final	Caso 1 (1 Terna sin regulación)		Caso 2 (1 Terna con regulación)		Caso 3 (2 Terna sin regulación)	
	P_km	Q_km	P_km	Q_km	P_km	Q_km
1-2	0.0510	0.0545	0.0129	0.0138	0.0314	0.0335
2-3	0.0348	0.0371	0.0346	0.0369	0.0256	0.0273
3-4	0.0290	0.0310	0.0289	0.0309	0.0222	0.0237
4-5	0.0245	0.0261	0.0244	0.0261	0.0189	0.0202
5-6	0.0203	0.0217	0.0205	0.0219	0.0166	0.0178
6-7	0.0188	0.0201	0.0190	0.0203	0.0129	0.0138
7-8	0.0131	0.0140	0.0133	0.0142	0.0092	0.0099
8-9	0.0103	0.0110	0.0104	0.0111	0.0079	0.0084
9-10	0.0075	0.0080	0.0076	0.0081	0.0071	0.0076
10-11	0.0047	0.0050	0.0047	0.0051	0.0054	0.0058

COMPARACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN LOS CONDUCTORES DE LOS CASOS PLANTEADOS USANDO EL SOFTWARE IEEE14.m EN MATLAB

Barra Inicial - Barra Final	Caso 1 (1 Terna sin regulación)		Caso 2 (1 Terna con regulación)		Caso 3 (2 Terna sin regulación)	
	P_km	Q_km	P_km	Q_km	P_km	Q_km
1-2	0.0096	- 0.0102i	0.0129	- 0.0138i	0.0018	- 0.0019i
2-3	0.0005	- 0.0006i	0.0346	- 0.0369i	0.0001	- 0.0001i
3-4	0.0001	- 0.0001i	0.0289	- 0.0309i	0.0000	- 0.0000i
4-5	0.0007	- 0.0008i	0.0244	- 0.0261i	0.0002	- 0.0002i
5-6	0.0000	- 0.0001i	0.0205	- 0.0219i	0.0000	- 0.0000i
6-7	0.0000	- 0.0000i	0.0190	- 0.0203i	0.0000	- 0.0000i
7-8	0.0000	- 0.0000i	0.0133	- 0.0142i	0.0000	- 0.0000i
8-9	0.0000	- 0.0000i	0.0104	- 0.0111i	0.0000	- 0.0000i
9-10	0.0000	- 0.0000i	0.0076	- 0.0081i	0.0000	- 0.0000i
10-11	0.0000	- 0.0000i	0.0047	- 0.0051i	0.0000	- 0.0000i

COMPARACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA

DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS			
ITEM	COMPONENTES	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
1	Líneas Primarias Redes Primarias Redes Secundarias Conexiones Domiciliarioas	Implementación de la ampliación de la línea de Subtransmisión N. Ayacucho - El trebol II Etapa con Doble Terna	-
2	Sistema Fotovoltaico -Panel Solar -Banco de baterías. -Controladores de carga. -Equipos de iluminación. -Interruptores / Caja de conexiones. -Estructura de soporte (postes).	-	Implementación de la ampliación de la línea de Subtransmisión N. Ayacucho - El trebol II Etapa con Módulos Fotovoltaicos

CONSIDERACIONES DE LOS COSTOS DE LA INVERSIÓN

Sistema convencional	Sistema fotovoltaico
1. Intangibles Estudio definitivo Gastos de mitigación ambiental	1. Intangibles Expediente técnico Capacitación
2. Inversión en activos Línea primaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales	2. Inversión en activos Módulo fotovoltaico Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales
Red primaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales	Gastos generales Utilidades
Red secundaria Suministro Montaje Transporte de equipos y materiales	
Gastos generales Utilidades	
3. Otros gastos Compensación por servidumbre Supervisión de obra	3. Otros gastos Supervisión de obra

CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES

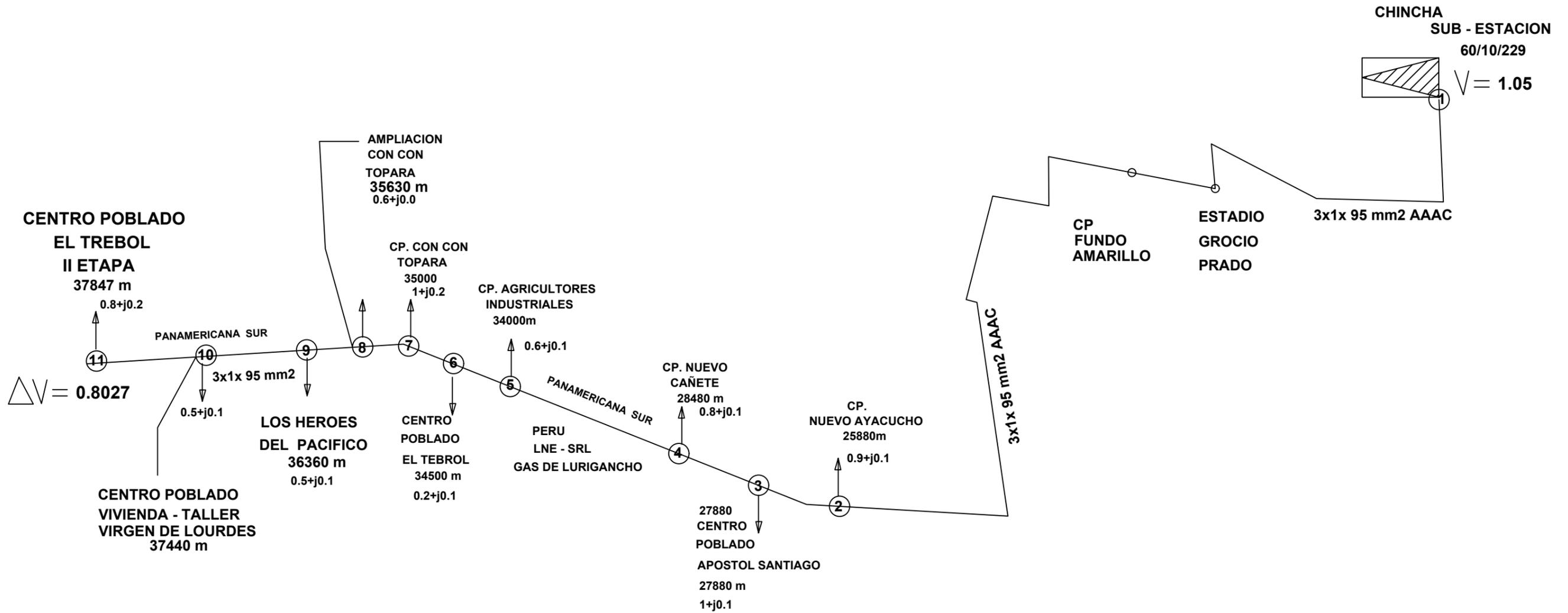
Nro. Paneles	Oferta kWh mes por mod-panel	Oferta kWh año por mod-panel
90,236	8.25	99

Cantidad Necesaria	Número
45,118	Módulos con dos paneles
90,236	90,236

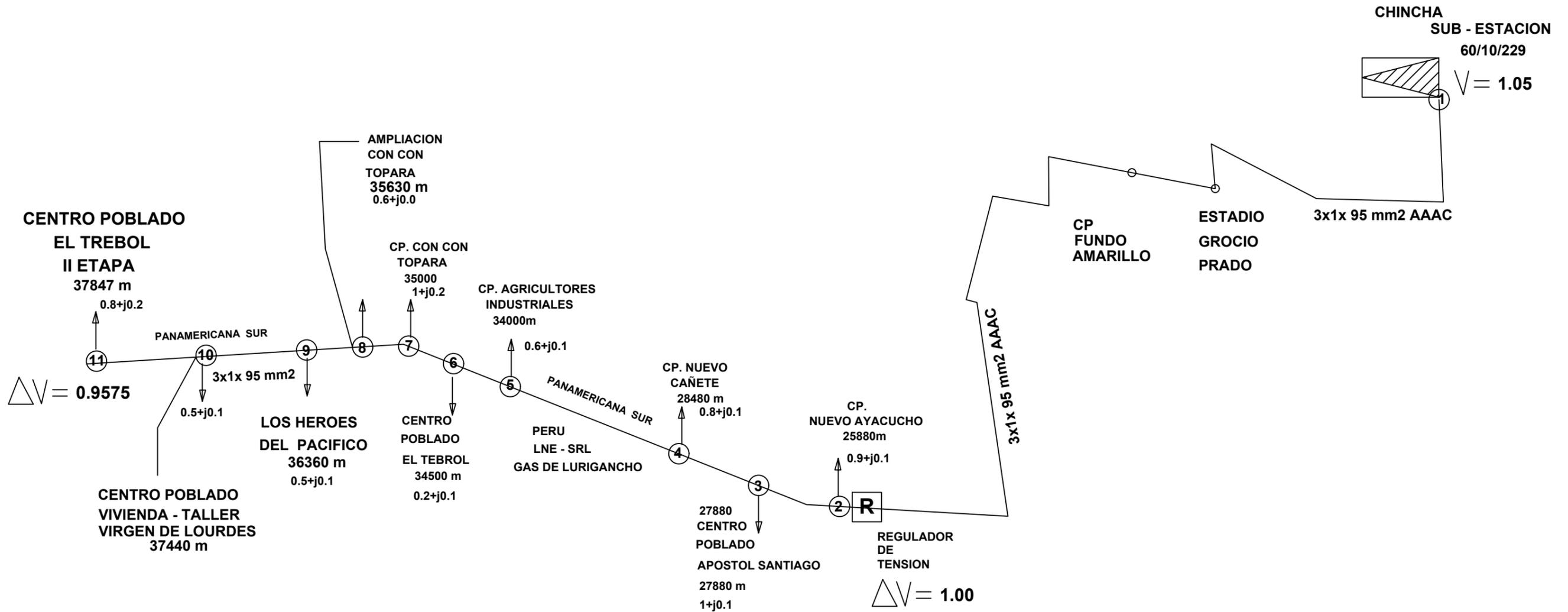
PANEL SOLAR	POTENCIA (W)	TENSIÓN (V)	CORRIENTE (A)	KW-h/m2/día <> Horas/día	Wh/día	kWh/mes	Ah/día
PANEL SOLAR 75W	75	12	4.4	5.5	412.5	12.38	24.2
PANEL SOLAR 50W	50	12	2.95	5.5	275	8.25	16.23

ANEXO N° 7

PLANOS



CENTRO DE ESTUDIOS:		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
FACULTAD:		FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
TITULO DE TESIS:		REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO - EL TREBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE	
CONDICIÓN:		LÍNEA ELÉCTRICA SIN REGULACIÓN	
TESISTAS:		BACHILLER: MEZA RETAMOZO, DARWIN MITCHEL BACHILLER: MONDALGO ORTIZ, OSCAR GONZALO BACHILLER: STARKE BULEJE, HUMBERTO ENRIQUE	
FECHA:		AGOSTO-2020	
ESCALA:		1/50	
DIBUJO CAD:		REVISADO:	
LAMINA Nº:		IE-2	



CENTRO DE ESTUDIOS:		UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO	
FACULTAD:		FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA	
TITULO DE TESIS:	REGULACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN NUEVO AYACUCHO - EL TREBOL II ETAPA, E INSTALACIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS CON TECNOLOGÍA RECIENTE, PROVINCIA DE CAÑETE		LAMINA Nº:
CONDICIÓN:	LÍNEA ELÉCTRICA CON REGULACIÓN	FECHA:	AGOSTO-2020
TESISTAS:	BACHILLER: MEZA RETAMOZO, DARWIN MITCHEL BACHILLER: MONDALGO ORTIZ, OSCAR GONZALO BACHILLER: STARKE BULEJE, HUMBERTO ENRIQUE	ESCALA:	1/50
		DIBUJO CAD:	REVISADO:

IE-1