

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**DISEÑO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN PARA  
DOTAR CON SERVICIO ELÉCTRICO A LA ISLA PUNÁ  
DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

**INFORME DE PROYECTO INTEGRADOR**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**MAX BURNEO NÚÑEZ**

**ISMAEL ALFREDO POSLIGUA VIDAL**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO: 2019**

## **DEDICATORIA**

El presente trabajo está dedicado a mi familia y a mis amigos por haber sido mi apoyo a lo largo de toda mi carrera universitaria.

Max Burneo Núñez

El presente trabajo lo dedico a mis padres Julio y Mercedes.

A mis hermanos Julio, Frank y Miluska.

Ismael Alfredo Posligua Vidal

## **AGRADECIMIENTOS**

Especialmente a nuestro tutor el Ph. D. Síxifo Falcones y al M.Sc. Iván Endara quienes han contribuido con sus conocimientos y por la gentileza que tuvieron al revisar el presente trabajo. Al personal del área de planificación de la empresa CNEL EP, quienes nos brindaron su asesoramiento técnico. También un agradecimiento a los ingenieros Valeria Tejena y Adrián Villao.

## DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

---

Max Burneo Núñez

---

Ismael Alfredo Posligua Vidal

## **EVALUADORES**

---

**M.Sc. Fernando Vaca Urbano**

PROFESOR DE LA MATERIA

---

**Ph. D. Síxifo Falcones Zambrano**

PROFESOR TUTOR

## RESUMEN

La Isla Puná, es abastecida actualmente con 2.2 MW de energía eléctrica que es lo necesario para cubrir la demanda de la población, sin embargo, proyectándose hacia el desarrollo económico-social del sector, se requiere un incremento a 62 MW. En virtud de lo expuesto, el presente trabajo elaboró el diseño de un sistema de subtransmisión eléctrica para la Isla Puná acoplado al Sistema Nacional Interconectado (SNI); iniciando con la recopilación de los datos sobre las características de la zona; con lo que se determinó que la ruta de la línea de subtransmisión consta de dos tramos aéreos y un tramo submarino; además, que el “tramo 1” presenta dos rutas de partida para el sistema: “Posorja II” y “Bahía Muyuyo”. Estos dos posibles escenarios fueron simulados en el software “CYME 8.1”, utilizando la base de datos de CNEL EP, donde se observó que no se presentan sobrecargas en el sistema. Así también, para optimizar la cantidad de estructuras de la línea de subtransmisión se recurrió al software “DLT CAD”, cuyo resultado mostró que las rutas en los dos casos son factibles. Finalmente, tomando en cuenta los factores técnicos y económicos, se concluye que la elección como ruta óptima es la que parte de la subestación eléctrica (S/E) “Posorja II”. Cabe señalar que el diseño del presente trabajo servirá de base para la construcción del sistema de subtransmisión de la Isla Puná, el cual es necesario para impulsar el desarrollo del sector.

**Palabras Clave:** SNI, sistema de subtransmisión, ruta óptima, CYME, DLT CAD.

## ABSTRACT

*Puná Island is currently supplied with 2.2 MW of electricity that is necessary to meet the population's demand, however, projecting towards the social-economic development of the sector, an increase to 62 MW is required. In view of foregoing, the present work develops the design of an electrical sub-transmission system for Puná Island coupled to the National Interconnected System (SNI). For this purpose, the data about the characteristics of the area was collected; later, the optimization of the two starting routes of the system was carried out: "Posorja II" and "Bahía Muyuyo", where it was determined that the route of the sub-transmission line consists of two aerial sections and an underwater section. These two possible scenarios were simulated in the CYME 8.1 software, using the CNEL EP database, where it was observed that there are no overloads in the system; In addition, the "DLT CAD" software was used to optimize the number of structures of the sub-transmission line, the result of which showed that the routes in both cases are feasible. Finally, taking into account the technical and economic factors, it is concluded that the choice as the optimal route is the one that starts from electrical substation (S/E) "Posorja II". It should be noted that the design of this work will serve as the basis for the construction of the Puná Island sub-transmission system, which is necessary to boost the development of the sector.*

**Keywords:** SNI, sub-transmission system, optimal route, CYME, DLT CAD.

## ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT .....	II
ÍNDICE GENERAL .....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	IX
CAPÍTULO 1.....	1
1    Introducción.....	1
1.1    Descripción y Localización Administrativa de la Isla Puná .....	3
1.2    Localización Geográfica de la Isla Puná.....	3
1.3    Descripción del problema.....	4
La falta de acople al SNI, ocasionan diversos problemas que se pueden visualizar en la .....	5
1.4    Objetivos .....	5
1.4.1    Objetivo General .....	5
1.4.2    Objetivos Específicos.....	5
1.5    Marco Teórico .....	6
1.6    Conceptos generales del Sistemas Eléctricos de Potencia.....	6
CAPÍTULO 2.....	12
2    Metodología.....	12
2.1    Diseño de la línea de Subtransmisión .....	12
2.2    Etapas para el diseño.....	13
2.3    Descripción de carga.....	13
2.4    LISTADO DE CAMARONERAS .....	14

2.4.1	MATCH .....	14
2.4.2	CONCESIÓN .....	15
2.4.3	REGULARIZACIÓN 1391 .....	19
2.4.4	AUTORIZACIÓN .....	20
2.4.5	REGULARIZACIÓN 315 .....	21
2.5	Demanda existente en la Isla Puná .....	23
2.6	Determinación de la demanda .....	23
2.7	Ubicación de puntos fijos .....	25
2.8	Subestaciones de Partida .....	26
2.9	Puntos de Conexión Tramo submarino .....	26
2.10	Subestación de llegada .....	27
2.11	Selección de rutas .....	28
2.12	Alternativa de ruta desde S/E Posorja II .....	29
2.13	Alternativa de ruta desde S/E Bahía Muyuyo .....	30
2.14	Alternativa de ruta hacia la S/E de llegada en la Isla Puná .....	31
2.15	Características Técnicas Principales .....	32
2.16	Aislamiento por Contaminación .....	33
2.17	Diseño del sistema de subtransmisión Posorja – Puná .....	34
2.18	Escenario 1 .....	34
2.19	Escenario 2 .....	35
2.20	FLUJOS DE CARGA .....	36
2.21	Escenario 1 .....	37
2.22	Escenario 2 .....	40
2.23	Diseño de los tramos aéreos en el software “DLT.CAD” .....	42
2.24	Estructuras tipo .....	43
2.25	Condiciones ambientales del diseño (Diseño Mecánico) .....	45
2.26	Resultados del programa “DLT.CAD” .....	45

CAPÍTULO 3.....	49
3 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	49
3.1 Análisis financiero.....	49
3.2 Proyección de la demanda y energía facturada .....	50
3.3 Proyección de la energía comprada a CELEC. ....	51
3.4 Ingresos.....	51
3.5 Costos e Inversión.....	53
3.5.1 Inversión inicial .....	53
3.6 Costos de Operación y Mantenimiento.....	53
3.7 Costos de Compra de Energía .....	54
3.8 Costos de Pérdidas .....	54
3.9 Flujo de Efectivo.....	55
CAPITULO 4.....	58
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	58
4.1 CONCLUSIONES.....	58
4.2 RECOMENDACIONES .....	59

## ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ANSI	American National Standards Institute
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
SIGDE	Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica
REA	Administración de Electrificación Rural
GIS	Sistema de Información Geográfica
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
MEER	Ministerio de Electricidad y Energías Renovables
MAGAP	Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca
INEC	Instituto Nacional de Estadísticas y Censo
HV	High Voltage
EHV	Extra High Voltage
UAV	Ultra AC Voltage
XLPE	Cross-linked polyethylene
EPR	Ethylene-Propylene Rubber
OPGW	Optical Ground Wire
MCM	Mil Circular Mils
AAC	Conductores de Aluminio
AAAC	Conductores de Aleación de Aluminio
ACSR	Conductores de Aluminio con núcleos de Acero
ACAR	Conductores de Aluminio con núcleo de Aleación
S/E	Subestación Eléctrica
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

## **SIMBOLOGÍA**

A	Amperio
V	Voltio
Hz	Hertzio
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
kVA	Kilovoltio-amperio
MVA	Megavoltio-amperio
kWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
fp	Factor de Potencia
Hp	Horse Power
ha	Hectárea
km <sup>2</sup>	Kilómetros cuadrados
km	Kilómetros
m	metros
mm	milímetros
°C	Grados Celsius
USD	Dólares estadounidenses

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Localización de la Isla Puná .....	4
Figura 2. Causas y efectos del problema. ....	5
Figura 3. Proceso de aterrizaje del cable submarino.....	11
Figura 4. Tendido del cable submarino en el fondo marino .....	11
Figura 5. Hitos utilizados del GIS. ....	25
Figura 6. Subestaciones de partida ubicadas en el GIS y en Google Earth [17], [18]. ..	26
Figura 7. Puntos del tramo submarino ubicados en el GIS y en Google Earth [17], [18]. .....	26
Figura 8. Punto de la S/E de llegada ubicada en el GIS y en Google Earth [17], [18]....	27
Figura 9. Ruta Posorja II– Punto de Partida tramo submarino [18]. .....	29
Figura 10. Ruta Bahía Muyuyo – Punto de Partida tramo submarino [18].....	30
Figura 11. tramo submarino – S/E Puná [18].....	31
Figura 12. Estructura del cable submarino. ....	32
Figura 13. Escenario 1: Posorja 2 – Isla Puná [20].....	35
Figura 14. Escenario 2: Bahía Muyuyo – Isla Puná [20].....	36
Figura 15. Escenario 1: Flujo de carga tramo 1 aéreo [20].....	37
Figura 16. Escenario 1: Flujo de carga tramo submarino [20]. .....	38
Figura 17. Escenario 1: Flujo de carga tramo 2 aéreo [20].....	38
Figura 18. Escenario 1: Flujo de carga S/E Puná [20].....	39
Figura 19. Escenario 2: Flujo de carga tramo 1 aéreo [20].....	40
Figura 20. Escenario 2: Flujo de carga tramo submarino [20]. .....	41
Figura 21. Escenario 2: Flujo de carga tramo 2 aéreo [20].....	41
Figura 22. Escenario 2: Flujo de carga S/E Puná 2 [20].....	42
Figura 23 . Resultados del programa DLT-CAD para el tramo Posorja II [21].....	46
Figura 24. Resultados del programa DLT-CAD del tramo Bahía Muyuyo [21]. .....	46
Figura 25. Resultados del programa DLT-CAD del tramo Puná [21].....	47
Figura 26. Vista de planta y la vista de perfil en DLT-CAD [21].....	47

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Información geográfica de la Isla Puná.....	3
Tabla 2. Listado de camaroneras cercanas a los alimentadores en la isla Puná. ....	14
Tabla 3. Listado de las camaroneras de concesión.....	15
Tabla 4. Listado de las camaroneras de regularización 1391.....	19
Tabla 5. Listado de las camaroneras de autorización. ....	20
Tabla 6. Listado de las camaroneras de regularización 315. ....	21
Tabla 7. Datos de cargabilidad de los transformadores. ....	23
Tabla 8. Cálculo de la demanda requerida por las camaroneras. ....	24
Tabla 9. Demanda total de la Isla Puná.....	24
Tabla 10. Características del tramo aéreo.....	32
Tabla 11. Características del cable submarino.....	32
Tabla 12. Características técnicas de la estructura de suspensión .....	43
Tabla 13. Características técnicas de la estructura de Retención. ....	43
Tabla 14. Características técnicas de la estructura Terminal .....	44
Tabla 15. Características técnicas de la estructura Angular.....	44
Tabla 16. Características técnicas de la estructura Angular.....	44
Tabla 17. Condiciones ambientales para las distintas hipótesis.....	45
Tabla 18. Proyección de potencia y energía a facturar. ....	50
Tabla 19. Proyección de la energía a comprar.....	51
Tabla 20. Precio medio de venta para camaroneros [22]. ....	52
Tabla 21. Facturación de potencia y energía.....	52
Tabla 22. Porcentaje de inversión para costo de O&M según los componentes del proyecto.....	53
Tabla 23. Costo medio de compra según las unidades de negocios.....	54
Tabla 24. Flujo de efectivo para el escenario 1 .....	55
Tabla 25. Flujo de efectivo para el escenario 2 .....	56
Tabla 26. Indicadores de rentabilidad para los escenarios.....	57

# CAPÍTULO 1

## 1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica juega un papel clave para la generación del desarrollo económico, social y humano de la población; de tal forma, que entidades internacionales han creado metodologías para medir la seguridad energética mediante algunos indicadores, es el caso, de la organización privada-internacional, “Foro Económico Mundial” (World Economic Forum- WEF) [1], cuya misión es mejorar la situación del mundo, que propuso la creación del “Índice de desempeño de la arquitectura energética mundial” (IDAEM) con la finalidad, entre otras, de comparar el avance de los países en la transición de los sistemas energéticos de fuentes fósiles a formas alternativas de energías más sostenibles [2].

El índice del desempeño de la arquitectura energética mundial valora el nivel de realización energética de cada país en función de las tres dimensiones del denominado “triángulo de la energía”: Crecimiento económico y desarrollo; sostenibilidad medioambiental; y, acceso a la energía y seguridad; para avanzar hacia un sistema energético equilibrado.

En tal sentido, Ecuador, aprobó el “Plan Maestro de Electrificación 2013-2022” (mayo/2013), en el que se planificó y ejecutaron grandes proyectos hidroeléctricos; y, en menor medida se han desarrollado proyectos de generación solar y eólica; orientándose hacia el cambio de la matriz energética, sin embargo, este cambio se evidenciará en dos o tres décadas, según explica Fernando Salinas, presidente del Colegio de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos de Pichincha [3].

En la Isla Puná perteneciente a la provincia del Guayas, la unidad de Negocio TERMOPICHINCHA es la encargada de abastecer la demanda eléctrica actual de la población mediante tres centrales térmicas que juntas generan 2.2 MW. Sin embargo, para cubrir la demanda de las camaronesas de la isla se requiere 62 MW. cabe manifestar, que las camaronesas actualmente trabajan mediante sistemas de bombeo usando de combustible el diésel.

El presente trabajo consiste en diseñar una línea de subtransmisión para la Isla Puná, se lo ha estructurado en cuatro partes con las que se ha cumplido los objetivos planteados. Se inició con la recopilación de información sobre las características del sector, determinando que la línea de subtransmisión debe comprender 3 tramos, 2 aéreos y 1 tramo submarino necesario para atravesar el “Canal del Morro”. Así también, se verificó que el tramo 1 presenta dos alternativas de salida, S/E “Posorja II” y S/E “Bahía Muyuyo”.

En el primer capítulo se describe la localización administrativa, geográfica de la isla, así también, el planteamiento del problema, la formulación de los objetivos, y, Marco Teórico, donde se hace una revisión de los conceptos básicos involucrados.

La metodología que se utiliza para seleccionar la ruta óptima es mediante el uso de los softwares “CYME 8.1”, y el “DLT-CAD”; se detalla en el capítulo dos. Respecto al “CYME 8.1” se pudo establecer que no se presentan sobrecargas en el sistema, además, se obtuvieron los valores de las perdidas técnicas para realizar el análisis de costos; con el “DLT-CAD”, se optimizó la cantidad de estructuras de la línea de subtransmisión. Los resultados muestran que las rutas en los dos casos son factibles.

La evaluación de la viabilidad y rentabilidad del proyecto para los dos escenarios presentados se refleja en los indicadores financieros que se describen en el capítulo 3. Además, se incluye las proyecciones de demanda y energía facturada, las compras de energía a CELEC, los costos e inversión, los valores del Valor Actual Neto (VAN) con una tasa de descuento 10.80% y el TIR para los dos casos. Para “Posorja II”, VAN tiene un valor de \$1,711,559.53 - TIR 12.44%, y, para “Bahía Muyuyo” el VAN es de \$1,784,512.14 -TIR 12.51%. Las conclusiones y recomendaciones se detallan en el capítulo cuatro.

Finalmente, la construcción del sistema de subtransmisión para la Isla Puná desde el Sistema Nacional Interconectado es necesario para impulsar el desarrollo económico, social inclusivo y, de sostenibilidad ambiental de la isla.

## 1.1 Descripción y Localización Administrativa de la Isla Puná

La Isla Puná, es una parroquia rural perteneciente al cantón Guayaquil, provincia del Guayas, cuenta con una población estimada de 7,455 habitantes, posee una altitud de 4 metros y tiene una superficie de 919 km2.

La Isla, fue declarada área protegida en el año 2009 por su biodiversidad especialmente en variedad de aves; cuenta con 5 manglares; su principal actividad económica es la pesca y la recolección de conchas. Debido a sus características naturales y geográficas, es un lugar propicio para el desarrollo de proyectos acuícolas.

## 1.2 Localización Geográfica de la Isla Puná

La Tabla 1 muestra Las características geográficas de la Isla Puná.

**Tabla 1. Información geográfica de la Isla Puná.**

Coordinadas Geográficas	
Latitud	2°47'19.14"S
Longitud	80°9'7.92"O
Límites Geográficos	
Norte	Parroquia Urbana Ximena
Este	Canal de Jambelí, Cantón Balao
Sur	Océano Pacífico
Oeste	Golfo de Guayaquil

En la Figura 1 se muestra la ubicación de la Isla Puná dentro de la embocadura del golfo de Guayaquil.



**Figura 1. Localización de la Isla Puná [4].**

### 1.3 Descripción del problema

La Isla Puná es abastecida por tres centrales térmicas que juntas generan 2.2 MW con lo que cubre la demanda actual de la población. Debido al creciente interés en desarrollar proyectos de inversión en la zona, se estima una futura demanda de energía eléctrica de aproximadamente 62 MW.

Los proyectos que se ha planificado desarrollar se tratan de 255 camaroneras, las cuales abarcarían la mayor extensión disponible de la isla con un área alrededor de 16,210 ha, y necesitan 62 MW aproximadamente para viabilizar su ejecución.

Las alternativas para el suministro energético son variadas, una opción sería aumentar el número de centrales térmicas dentro de la Isla Puná, pero debido a la alta contaminación que esto produciría, se propone la construcción de un sistema de subtransmisión a 69 kV, acoplado al Sistema Nacional interconectado; teniendo en consideración el cumplimiento de las normas técnicas y todos los procedimientos señalados en las leyes vigentes.



**Figura 2. Causas y efectos del problema.**

La falta de acople al SNI, ocasionan diversos problemas que se pueden visualizar en la Figura 2. La interconexión se considera la mejor alternativa porque cumple con los estándares de calidad, mejora la accesibilidad, precios adecuados, contribuyendo a que las empresas del sector cuiden el impacto ambiental de sus actividades.

## 1.4 Objetivos

### 1.4.1 Objetivo General

- Diseñar un sistema de subtransmisión eléctrica acoplado al Sistema Nacional Interconectado; que permita abastecer la demanda futura de la isla Puná para asegurar el desarrollo de proyectos acuícolas de la zona.

### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Diseñar el tramo marino de la línea de subtransmisión que separa Posorja y la isla Puná, mediante cable submarino para interconectar el sistema.
- Determinar la factibilidad de las dos posibles rutas trazadas, mediante la simulación de flujos de carga en el programa “CYME 8.1”.
- Definir la mejor ruta y punto de partida de la línea de subtransmisión, mediante un análisis técnico-económico para optimizar el uso de recursos.

## 1.5 Marco Teórico

El proyecto se basa en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y se tomará como referencia principal las normas del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares ANSI (por sus siglas en Ingles, American National Standards Institute), Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE), Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), INECEL, MEER, SIGDE del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, y National Electrical Safety Code (2007).

## 1.6 Conceptos generales del Sistemas Eléctricos de Potencia.

### *El Sistema Nacional Interconectado (SNI)*

Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Eléctrico, conectados entre sí, que permiten la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo [5].

En Ecuador existe un SNI, que integra toda la generación y carga eléctrica del país; mediante una línea de transmisión de 230 kV, se integran las diferentes subestaciones de transformación, que se conectan, por un lado a la línea de transmisión a 230 kV y por el otro a 138 kV unidades de generación y/o a Empresas Distribuidoras.

Estas plantas de generación de nivel de tensión de 13.8 kV, mediante transformadores elevan la tensión a 138 kV y se conectan a una subestación de elevación y proporcionar la energía a un nivel de voltaje de 230 kV. Las líneas de transmisión a 230 kV conforman un anillo cerrado, en el contorno de este anillo están los nodos de conexión de las diferentes subestaciones; de tal forma que toda la energía que genera una planta eléctrica ingresa en el anillo y es consumida por las cargas que están conectadas en las diferentes barras de carga asociadas a las subestaciones del sistema.

### ***Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)***

Se define a un SEP como el grupo conformado por una o varias fuentes de generación de energía, líneas interconectadas de transmisión, distribución, y consumidores finales. Los SEP cuentan con tres subsistemas: de generación, transmisión y de distribución.

- Generación, su objetivo es transformar en energía eléctrica cualquier tipo de energía primaria; como los combustibles fósiles (petróleo, carbón), combustibles vegetales (madera) y fuentes naturales (hidráulica, solar, eólica, etc.).
- Transmisión, transporta la energía eléctrica por líneas de alta tensión y está conformado por la subestación elevadora, subestación reductora, subestación de transmisión que se conecta con la subestación de distribución.
- Distribución, llevan el servicio eléctrico desde las subestaciones de reducción hasta a los usuarios finales. Para realizar esta función consta de subestaciones de distribución eléctrica, alimentadores primarios y secundarios, transformadores de distribución; según estas etapas manejan distintos niveles de voltaje, desde 30 kV a 70 kV para el nivel de subtransmisión; y, para la distribución a los usuarios residenciales e industriales se usa bajo voltaje que usualmente es de 110 ó 240 V [6].

### ***Subestación eléctrica***

Es parte de un sistema de generación, transmisión y distribución eléctrica, donde la tensión es transformada de baja a alta tensión y viceversa, en adición a otras importantes funciones [7].

Las subestaciones eléctricas de potencia se clasifican en tres tipos:

- Subestaciones Transmisión.
- Subestaciones Distribución Primaria.
- Subestaciones de Comutación.

## **Líneas eléctricas**

La línea eléctrica es la encargada de transmitir y distribuir la energía eléctrica obtenida desde los centros de generación, hasta los centros de consumo. Están compuestas por conductores, estructuras de soporte, aisladores, hilo de guarda y demás accesorios que aseguran el correcto aislamiento entre la estructura y el conductor.

- Según su función se clasifican en:
  - a) Líneas de transmisión.
  - b) Líneas de distribución.
- Según su estructura:
  - a) Aéreas.
  - b) Subterráneas.
  - c) Submarinas [8].

## **Líneas de Transmisión**

Es el medio físico que lleva grandes cantidades de potencia desde las fuentes de generación de energía eléctrica hasta conectar con la subestación de distribución; generalmente a grandes distancias, en algunos casos interconexión entre países. Las líneas de Transmisión para sistemas de energía eléctrica de 60 Hz por encima de 100 V se clasifican:

- Según la tensión - ANSI C84.1:
  - a) Alto Voltaje (HV).
  - b) Extra-Voltaje (EHV).
  - c) Ultra Voltaje (UAV).
- Según la longitud - ANSI C92:
  - a) Cortas (hasta 80 Km).
  - b) Medias (mayor a 80 hasta 240 Km).
  - c) Largas (mayor a 240 Km). [9]

**Clasificación de las líneas eléctricas según voltaje por CELEC EP  
(Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A)**

Para sistemas a 60 Hz:

- Transmisión: 138 kV, 230 kV, 500 kV.
- Subtransmisión: Trifásicos 69 kV, 34.5 kV, 46 kV.
- Distribución: menores a 34.5 kV.

**Aislación Eléctrica**

Consiste en recubrir el conductor con material aislante. El conductor es un material por el que puede pasar con facilidad la corriente eléctrica, y es la parte central de los cables eléctricos. Por lo cual, al envolver el conductor con el aislante se encierra la corriente en él, protegiendo que no haya partes energizadas en el exterior del cable, evitando así el riesgo de electrocución o cortocircuitos.

Para seleccionar el aislante se debe considerar sus características tanto en el aspecto técnico como económico; las principales son:

- Resistencia al calentamiento.
- Deterioro por exceso de temperatura.
- Resistencia al efecto corona y al ozono.
- Resistencia frente a la contaminación [8].

**Línea eléctrica submarina**

Permite transportar la corriente eléctrica entre dos puntos ubicados en zonas terrestres mediante cables de cobre instalados en la superficie marina. Estos cables son insertados en una tubería especial que les confiere el aislamiento necesario para evitar riesgos al contacto con el agua, además son resistentes a la temperatura y al envejecimiento [10].

### ***Aislamiento para líneas eléctricas submarinas***

Para las líneas de alimentación eléctricas submarinas los aislantes más usados son los de polietileno reticulado (XLPE) y los de caucho de etileno propileno (EPR), ambos son dieléctricos sólidos, que se puede utilizar para largos tramos. La principal diferencia entre estos aislantes es que el EPR presenta mayor pérdida dieléctrica y no es muy común para la alta tensión [11].

### ***Conductores Eléctricos***

Un conductor es un material que permite que pase la corriente eléctrica a través de él. Para los sistemas de transmisión o distribución eléctrica se usan los cables eléctricos los cuales están formados por el metal conductor, un revestimiento aislante, una capa de relleno y una cubierta.

### ***Selección del material del Conductor Eléctrico***

Es muy común utilizar el cobre y el aluminio como materiales para la conducción eléctrica; el cobre posee mejores características mecánicas y eléctricas, y el aluminio tiene menor costo y peso que el cobre, aunque cuenta con una conductividad 60% a la del cobre. Según el medio y resistencia mecánica se utiliza:

- En el medio aéreo y terrestre:
  - a) Conductores de aluminio (AAC).
  - b) Conductores aleación de aluminio (AAAC).
  - c) Conductores de aluminio con núcleo de acero (ACSR).
  - d) Conductores de aluminio con núcleo de aleación (ACAR) [12].
- En el Medio Submarino se utiliza para transmisión eléctrica cables de cobre.

### ***Aterrizaje del cable submarino***

En lugares de la zona costera donde su naturaleza lo permita el cable submarino se coloca en zanjas a ciertas profundidades, en este caso buzos especializados realizan la técnica de jetting (manguera hidroneumática), en la cual se expulsan chorros de agua a través de boquillas con el fin de diluir los sedimentos que se encuentran en la base del cable submarino lo que permite que por su propio peso el cable submarino se vaya hundiendo logrando alcanzar una profundidad de hasta 5 m [13].



**Figura 3. Proceso de aterrizaje del cable submarino**

***Método de tendido para cable submarino “Surface Laying”***

Para el tendido del cable submarino sobre la superficie marina, el cable se debe acercar hacia la orilla “flotando” usando boyas, con el fin de que no se vea afectado el cable ni el fondo marino. Cuando el cable llega a la costa, se extraen las boyas y el cable comienza a caer hacia el fondo manteniendo la ruta del tendido. Posteriormente se retira el empalme del cable submarino con el barco cablero, quedando el cable submarino en su totalidad sobre la superficie marina [13].



**Figura 4. Tendido del cable submarino en el fondo marino**

## CAPÍTULO 2

### 2 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se va a definir la ruta óptima para la línea de transmisión, se presentan dos escenarios o alternativas de salida: S/E “Posorja II” y S/E “Bahía Muyuyo”; las cuales llegarán hasta el inicio del tramo de la línea submarina, para definir la mejor ruta para la línea.

La metodología que se va a emplear es la simulación mediante el software “CYME 8.1”, el cual cumple las prácticas, los estándares y las normas de la industria; y el “DLT-CAD” software que automatiza los procesos de diseño y cálculos de la Ingeniería de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica. [14]

#### 2.1 Diseño de la línea de Subtransmisión

Se contemplan 2 escenarios para el diseño de la línea de subtransmisión que se explican en detalle en el presente capítulo; en ambos casos se considera el mismo tipo de estructuras y conductor.

Se toma en consideración las siguientes normas como base técnica:

- Estructuras Tipo para Líneas de Subtransmisión 69 kV de la Distribución y Comercialización de Ex - INECEL.
- Homologación de la Unidades de propiedad MEER.
- Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE) del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- National Electrical Safety Code (2007), publicado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
- Manual de Diseño para Líneas de Transmisión de Alto Voltaje (Boletín 1724E200) de la Administración de Electrificación Rural (REA) del Departamento de Agricultura de los Estados Unidos [15].

## 2.2 Etapas para el diseño

- a) Recopilación de datos sobre las características de la zona (Posorja, Canal del Morro y la Isla Puná), donde se ubicará el sistema de subtransmisión.
- b) Optimización de las dos alternativas de salida (S/E “Posorja II” y S/E “Bahía Muyuyo”) hasta el inicio del tramo de la línea submarina, para definir el recorrido de la línea.
- c) Selección del conductor de la línea aérea y el cable de la línea submarina.
- d) Diseño y simulación de la línea de subtransmisión aérea y submarina a 69 kV mediante los programas “CYME 8.1” y “DLT CAD”.

## 2.3 Descripción de carga

En esta sección se indicará los tipos de carga que requiere el sector camaronero para lograr buenos estándares de calidad, dado a que se necesita un suministro eléctrico continuo para mantener las propiedades biológicas en este ambiente.

Los motores eléctricos y demás equipos eléctricos, que se utilizan en este proceso varían respecto al tamaño, situación geográfica, entre otros. Los principales o de mayor consumo energético que serán empleados en este proceso, se detallarán en la siguiente lista:

- Motores eléctricos de 100 a 300 Hp para grupos de bombeo.
- Aireadores con motores eléctricos de 5 Hp (promedio) por hectárea.
- Alumbrado para la infraestructura de la camaronera.
- Mezcladoras de productos con motores eléctricos de 5 Hp.
- Blowers con capacidades de 5 a 20 Hp.
- Bombas de agua para recirculación con capacidad de 5 a 10 Hp.
- Sistemas de control y monitoreo.
- Equipos de mantenimiento: pulidora, amoladora, taladro, soldadora eléctrica, torno, etc.

- Radios de transmisión para comunicación y bases de líneas celulares.
- Televisores, repetidoras de señal satelital, radios, teléfonos celulares, cocina de inducción de tipo industrial [16].

## 2.4 LISTADO DE CAMARONERAS

Existe un listado de aproximadamente 255 proyectos de camaroneras pertenecientes a la Isla Puná según la base de datos otorgada por CNEL; en esta lista se realiza un desglose de 5 partes: Match, concesión, regulación 1391, autorización y regulación 315. Se considera como parte fundamental en el estudio de la carga, porque se considera que dentro de 10 años todas las camaroneras se encuentren operativa, requiriendo una demanda de 59.7 MVA, lo cual representa un 95,36% de la demanda total (62.6 MVA).

A continuación, se realiza el cálculo de la demanda de las camaroneras utilizando un factor de conversión de 6.67 kVA/ha, el cual se halló mediante el Estudio Puná realizado por el Ex - MAGAP y la ESPOL dentro de la Isla Puná; el factor relaciona el número de hectáreas de las camaroneras con su demanda en kVA [17].

### 2.4.1 MATCH

**Tabla 2. Listado de camaroneras cercanas a los alimentadores en la isla Puná.**

Cliente	Cantidad de camaroneras	Área (ha)	Demanda Variable (kVA)
MOISES ANTONIO PEREZ MENDEZ	1	24.75	165.09
COLAS DE ORO S. A. COLORO	1	240.37	1,603.26
COMPANIA CACHUGRAN, CAMARONERA CHUPADORES GRANDES S.A.	1	1,972.21	13,154.61
<b>Total general</b>	<b>3</b>	<b>2,237.33</b>	<b>14,922.97</b>

El listado “MATCH” mostrado en la Tabla 2, presenta las camaroneras que entran en funcionamiento inmediato, esto significa que, al establecer el sistema de subtransmisión con su respectiva subestación dentro de la isla, forma parte de la demanda inicial junto con planta desalinizadora de Interagua y la demanda de la población.

Las camaroneras mencionadas, cubren un área total de 2,237.33 ha, esto equivale a una demanda de 14,922.97 kVA, utilizando el factor de conversión de 6.67 kVA/ha.

## 2.4.2 CONCESIÓN

**Tabla 3. Listado de las camaroneras de concesión.**

Nombre	Cantidad	Área (ha)	Demanda Variable (kVA)
CONDEMAR S.A.	1	262.22	1,749.01
BOULUSCORP S.A.	1	238.92	1,593.61
SR. LUIS HUMBERTO TRIVIÑO BARZALLO	1	42.17	281.3
ANSORENA S.A.	1	247.07	1647.96
PRODUANCRIS S. A.	1	39.08	260.65
SR. JEAN MICHEL DURANGO DUBOIS	1	48.8	325.52
LINGLE S.A.	1	49.06	327.2
BIOTONICO S.A	1	33.68	224.62
TOVOLPEN S.A.	1	239.68	1,598.7
CORPIECAM CIA. LTDA.	1	70.53	470.46
PENSTATION S. A.	1	198.28	1,322.52
SR.JULIO WILSON DEL SALTO ALDAS	1	28.69	191.35
CAMARONERA CHOCO CAMACHOCO S.A	1	103.14	687.92
SR. MARCO ANTONIO CHOCO ALCIVAR	1	32.96	219.85
INDUSTRIAL CAMARONERA ESQUILO CIA. LTDA.	1	242.23	1,615.67
MARJORIE CRISTINA REZABALA CONSTANTE	1	17.08	113.93
SR. SEGUNDO MIGUEL CHOCO ORTEGA	1	16.34	109.01
CORPORACION COSTERA DE PRODUCCION CORCOPRO S. A.	1	52.14	347.8
SR. MARON ALFONSO JALIL GALVEZ	1	27.78	185.3
SR. MARCO ANTONIO WILCHES YOUNGER	1	41.88	279.37
EXPORTADORA CAMARONERA MARCO WILCHES C. LTDA	1	143.21	955.19
BIOANGELO S.A.	1	148.27	988.97
NICOLE ARLENE WILCHES YOUNGER	1	23.08	153.95
MUTHADYCORP S.A.	1	237.79	1,586.06
CAMARONERA BONANZA CABOC C.A.	1	249.61	1664.93
MULTIVIANT S.A.	1	224.86	1499.83
CAMARONERA DEL PRINCIPE (CAMARPRINCIPE) S.A.	1	100.74	671.93
INDUSTRIAL Y CULTIVOS EL CAMARON S.A ICCSA	1	193.53	1,290.87
MALIRI C.A.	1	210.85	1,406.38
INDUSTRIAS Y CULTIVOS EL CAMARON S.A ICCSA	1	818.47	5,459.2
CAMARONERA DE EXPORTACION CADEX CIA. LTDA	1	230.55	1,537.77

SR. JOSE MANUEL HERRERA PAREDES	1	6.85	45.67
YASIMCORP S.A.	1	53.86	359.23
ASOCIACION DE MORADORES PUNA VIEJA	1	132.39	883.04
INDUSTRIAS Y CULTIVOS EL CAMARON S.A. ICCSA	1	49.45	329.84
COMPANIA TABEL S.A.	1	21.69	144.68
ESTDICONST S.A.	1	243.01	1,620.86
VALAREZO C.A VALCA	1	189.48	1,263.81
ANA CRISTINA SANCHEZ CRISTOBAL	1	38.45	256.49
ING. SERGIO ALFREDO FREIRE ANGULO	1	50.48	336.73
CRIMARNA S. A.	1	187.91	1,253.37
SR. ARMANDO ENRIQUE DURAN MIRANDA	1	12.28	81.92
LANMARES S. A.	1	71.7	478.24
CARLOS ALFREDO SOLINES CHACON	1	44.16	294.53
CHALEMAR	1	101.91	679.72
FOISECORP S. A.	1	43.45	289.81
CLAUDIA MARIELA DUTAN LOAIZA	1	26.39	176.03
JUAN MANUEL VALAREZO GALLARDO	1	12.58	83.88
MEGAPRES S.A	1	54.35	362.52
DARIO ERNESTO CHICA CARMONA	1	26.28	175.29
WILSON CESAR CUEVA ROMAN	1	34.03	226.98
FOISECORP S. A.	1	48.66	324.56
SR. IVAN ARTURO PELAEZ AGUAYO	1	16.27	108.5
SR. PEDRO JAVIER MEDINA VERA	1	10.27	68.52
LANGISA - LANGOSTINOS INDUSTRIALES S. A.	1	102.72	685.14
CAMASIERRA CAMARONERA DE LA SIERRA S. A.	1	89.64	597.87
ELVIRA ADELINA SOLORZANO YAGUAL	1	4.94	32.96
JEMAREDLI S. A.	1	20.05	133.76
REY DEL MAR REYMAR S.A.	1	110.86	739.43
CAMARONERA DEL PACIFICO PACIMAR S.A.	1	100.46	670.06
SR. JORGE EMILIANO FRANCO GOMEZ	1	38.72	258.27
FABIAN OROZCO FERRER	1	15.16	101.09
CAMANDUL	1	61.86	412.6
MANUEL GILBERTO OROSCO FERRER	1	19.66	131.12
ANTONIO RODRIGO FARINANGO GUALICHE	1	53.68	358.05
MAX HERNAN VIVANCO BENAVIDES	1	20.77	138.52
MARIA BERTHILLA SOLANO PAUCAR	1	33.39	222.7
PICENO S.A.	1	35.17	234.61
AURORA ALIANZA ROMERO MIRANDA	1	38.36	255.85
GABRIELA ALEXANDER FARINANGO ZAMBRANO	1	47.07	313.97
CIA. SIG SIG S.A	1	183.11	1,221.31
SR. LUCAS CRUZ VILLON	1	7.64	50.97

SR. WALBERTO ORTIZ AYOVI	1	12.48	83.26
MARIA FERNANDA EGAS ZAMBRANO	1	19.71	131.47
CORPORACION TURISITCA & COMERCIO S.A. COTURCOR	1	55.52	370.29
ARCARI S. A.	1	55.72	371.65
SR. HERIBERTO ENRIQUE TIGRE JADAN	1	20.11	134.12
MARJOFRAN CIA. LTDA.	1	61.84	412.49
SR. MARCO VINICIO MORENO SOLANO	1	7.75	51.71
BIOCENTINELA S. A.	1	242.86	1,619.9
SR. CARLOS FERNANDO FARINANGO ZAMBRANO	1	28.11	187.47
MARIA AMPARO ZAMBRANO MOREIRA	1	43.98	293.36
ECUACUICOLA S.A.	1	40.6	270.82
SR. PEDRO MARIO RIVERA SOLANO	1	14.9	99.4
SR. JOSE RAUL LALANGUI VERA Y ELUCIO JOEL DIAZ CORDOVA	1	8.29	55.28
CARCHIGRAN CIA LTDA.	1	95.94	639.93
ALLISON ALEXANDRA ANDRADE CASTRO	1	21.88	145.96
SR. WALTER GOMEZ VILLACIS	1	9.12	60.86
ROQUICAM C. LTDA.	1	41.49	276.75
MARIA ISABEL ROMERO APOLO	1	21.9	146.05
EDUARDO ENRIQUE SEMINARIO PONCE DE LEON	1	9.72	64.82
CAMARONERA Z-1 S.A.	1	26.08	173.98
CAMARONERA BOLIVAR HORACIO KUFFI S.A (B.H.K.)	1	29.2	194.8
SR.YURI CUSTODIO LOAIZA PEREZ	1	6.46	43.11
SR. DOMINGO ONOFRE ALBOLEDA	1	18.17	121.21
SR. MARCO ANTONIO CHANE LEON	1	40.9	272.79
SR. TEOFILO HUMBERTO PARRA TORRES	1	11.9	79.35
CAMARONERA BOLIVAR HORACIO KUFFO S.A. (B.H.K)	1	97.68	651.5
SR. ANSELMO SEGUNDO PARRA VARGAS	1	8.45	56.35
CAMARONERA UNIVERSAL CAMANISA S.A.	1	59.39	396.12
SR. JAIME JAVIER DEL SALTOS ALDAS	1	23.44	156.33
AURELIO PACIFICO PARRA TORRES	1	11.03	73.55
SR. JUAN BAUTISTA PARRA TORRES	1	10.46	69.74
TEKENDAMA S.A.	1	11.25	75.03
VICTOR RAMIREZ SANTOS	1	21.95	146.42
BARTOLOMÉ FORTUNATO PARRA VARGAS	1	3.35	22.37
INMOBILIARIA YRIS C. LTDA.	1	129.39	863
SR. JOSE REYES PALMA RAMIREZ	1	5.26	35.06
BIDEGAINT S.A.	1	53.64	357.8
LUZ AMERICA CARLIN ENDERICA, PEDRO PAUL RAUL VERDUGA CARLIN, ANA MARIELLA VERDUGA CARLIN Y LUZ ELIZABETH VERDUGA CARLIN	1	11.74	78.28
ALIDA CLEMENTINA CARLIN ENDERICA	1	8.75	58.35
SR. VICTOR HUGO SAN MIGUEL VALDIVIESO	1	19.69	131.33

SR. JOSE LUIS CARCHIPULLA GRANDA	1	15.02	100.18
SR. HIPOLITO MARCELO CEVALLOS CASTRO	1	3.39	22.59
VICTOR EMLIO RAMIREZ SANTOS	1	35.79	238.71
SR. SEGUNDO AMBROSIO REYES GONZABAY	1	100.93	673.23
SRA MARIA URBANA CRUZ ANASTACIO	1	12.04	80.33
SRA BLANCA QUINDE JORDAN	1	1.86	12.39
HUMBERTO ANTONIO YAGUAL QUINDE	1	0.85	5.65
SR RICARDO ANASTACIO PARRALES	1	2.15	14.37
SR. CIPRIANO JACINTO VERA PALMA	1	2.74	18.28
FRANCISCO ENRIQUE VERA CRUZ	1	1.63	10.89
MARIA ELENA VERA GONZABAY	1	1.92	12.78
SR. SEGUNDO HELIODO VERA GONZABAY	1	1.43	9.56
SR. ANTONIO BERNABE VERA GONZABAY	1	1.42	9.44
SR. FERNANDO ALVARO VERA ALEJANDRO	1	2.73	18.21
SR. JORGE PAOLI SANTOS ONOFRE	1	9.63	64.21
RODASOLSA S. A.	1	12.28	81.9
SR. FRANCISCO ANIBAL VELASCO PAZZOS	1	1.53	10.21
JONSHSON AMARILDO REYES CASTRO	1	10.11	67.43
SR. WILSON ARTURO CASTRO MANZANO	1	11.55	77.07
ECUAMUROS S.A.	1	46.7	311.52
EUGENIO REYES GONZABAY	1	19.36	129.14
MARBLANCO S. A.	1	31.27	208.58
ESMERALDAS PILAR GONZABAY BARRETO	1	20.95	139.71
SR. SEGUNDO GUALLI QUITIO	1	38.66	257.88
SR. JULIAN GUALLI QUITIO	1	4.37	29.13
SRA MARIA CANDELARIA MOREIRA COOX DE VELASCO	1	1.74	11.62
SR. JULIAN GUALLI QUITIO	1	2.41	16.09
SR. EDUARDO ZAVALA TUBAY	1	5.85	39.03
FORQUARZ S.A.	1	51.9	346.18
SERVITRON S. A.	1	49.88	332.7
COMPANIA CAMARONERA GOLFOMAR S.A.	1	149.94	1,000.1
SERVITRON S. A.	1	36.3	242.1
FAUSTINO CONSUEGRA PALLA, ANA PAYES MONTALVAN,JOSE CONSUEGRA PAYE,FERNANDO ASENCO REYES,TEODORO ASENCO,TEOFILO QUINDE CONSUEGRA, ADOLFO CONSUEGRA PAYE, JOSE LUIS CONSUEGRA PAYE	1	9.6	64.01
SR. SANTOS ANASTACIO CONSUEGRA GONZALES	1	4.14	27.61
<b>Total General</b>	<b>146</b>	<b>9,194.04</b>	<b>61,324.24</b>

El listado “CONCESIÓN” mostrado en la Tabla 3, presenta un grupo de camaroneras, las cuales entrarán en funcionamiento desde el año 2 hasta llegar al total (146) en el año 10, siendo beneficiadas con el suministro eléctrico y conforme aumente la demanda se construirán subestaciones, con el objetivo de distribuir y comercializar la energía eléctrica en las condiciones establecidas.

Las camaroneras en concesión ocupan un área total de 9,194.04 ha, utilizando el factor de 6.67 kVA/ha se obtiene una demanda de aproximadamente 61,324.24 kVA.

### 2.4.3 REGULARIZACIÓN 1391

**Tabla 4. Listado de las camaroneras de regularización 1391.**

Nombre	Cantidad	Área (ha)	Demandas Variable (kVA)
CHICA GUTIERREZFREDDY FERNANDO	1	63.53	423.75
PEREZ MENDEZVICTOR EMILIO	1	48.53	323.7
MATAMOROS AGUIRREHECTOR MANUEL	1	43.55	290.48
DUTAN LOAIZALUIS ALBERTO	1	32.49	216.71
MILLAN DUARTEJAIME ENRIQUE	1	27.48	183.29
MORALES PONGUILLOJESSENIA DEL ROCIO	1	16.82	112.19
RAMON PATIÁOSERGIO EUDOFILIO	1	16.28	108.59
VERA CRUZCLAUDIO ELADIO	1	13.16	87.78
SARANGO CORINOANDRES	1	11.66	77.77
TEVANTE RAMIREZJOSE MIGUEL	1	10.32	68.83
TACURE CHUMACEROMARCO S ROLANDO	1	9.97	6.5
CASTRO GONZABAYGLADYS ESPERANZA	1	9.71	64.77
GONZABAY BARRETOESMERALDA PILAR	1	6.96	46.42
CEDEÁO CRESPINPATRICIO XAVIER	1	5.86	39.09
TAKURE CHUMACEROANA FRANCESCA	1	5.77	38.49
PARRA TORRES AURELIO PACIPARRA TORRES MARIA GERMAN	1	5.42	36.15
SARANGO CORINO	1	4.88	32.55
GALARZASEGUNDO ALFREDO	1	4,42	29.48
PLAZA VILLONJOSE MANUEL	1	4.1	27.35
TACURE CHUMACEROMARCOS ROLANDO	1	3	20.01
TACURE CHUMACEROMARCOS ROLANDO	1	2.98	19.88
GONZABAY BARRETOESMERALDA PILAR	1	2.72	18.14
ANTON BANCHON JENNIT PILAR	1	2.57	17.14
ZHIGUE ROMERO CARLOS GUSTAVO	1	2.56	17.08
CHOCO ALCIVARMARCO ANTONIO	1	2.31	15.41
QUINDE JORDANALCIDES CLEMENTE	1	2.27	15.14

NO HAY DATOS	1	2.04	13.61
TACURE CHUMACEROMARCOS ROLANDO	1	2.01	13.41
VERA GONZABAYSEGUNDO HELIODORO	1	1.93	12.87
SOLORZANO YAGUALCRUZ HIPOLITO	1	1.37	9.14
SOLORZANO YAGUALCRUZ HIPOLITO	1	1.29	8.6
MARTINICHIMILENCO	1	1.11	7.4
VERA BANCHONEUSEBIA CLEMENTINA	1	1.09	7.27
QUIMI VERAVICTOR MANUEL	1	1.07	7.14
QUIMI VERAVICTOR MANUEL	1	1.03	6.87
VERA BANCHONEUSEBIA CLEMENTINA	1	0.84	5.6
VERA BANCHONEUSEBIA CLEMENTINA	1	0.24	1.6
<b>Total General</b>	<b>37</b>	<b>373.34</b>	<b>2,490.18</b>

La Tabla 4, corresponde a las camaronesas de la sección de “Regularización 1391”, donde se muestra un área total de 373.34 ha que son ocupadas por las instalaciones de las camaronesas, las cuales haciendo una relación a demanda consumida por hectárea se tiene un consumo de 2,490.18 kVA, de igual manera entrarán en funcionamiento desde el año 2 hasta llegar al total (37) en el año 10.

#### 2.4.4 AUTORIZACIÓN

**Tabla 5. Listado de las camaronesas de autorización.**

Nombre	Cantidad	Área (ha)	Demanda Variable (kVA)
CONDEMAR S.A.	1	16.38	109.28
ANSORENA S.A.	1	60.83	405.75
PENSTATION S.A.	1	138.16	921.55
EXPORTADORA WILCHES MINUCHE WILMICHS C. LTDA.	1	80.33	535.78
CIA. ROBLE DEL MAR ROBLEMAR S.A.	1	238.83	1,593.02
MERCEDES GENOVEVA MINUCHE SEMINARIO	1	100.58	670.86
CAMARONERA BONANZA CABOC C.A.	1	116.3	775.72
ALBEMAR S. A.	1	161.97	1,080.33
MUTHADYCCORP S.A.	1	56.45	376.53
MULVANT S.A.	1	10.95	73
MALIRI C.A.	1	74.18	494.81
INDUSTRIA Y CULTIVOS EL CAMARON S. A. ICCSA	1	896.92	5,982.48
CAMARONERA LOS GELICES C. LTDA.	1	95.54	637.24
CAMARONERA MARICRUZ S.A MARICRUZA	1	84.74	565.23
SR. LUIS RAMON FELIX LOPEZ	1	24.4	162.75
CAMANISA S.A.	1	72.53	483.78

SAGIRA S. A.	1	214.09	1,427.97
GARNEAU S. A.	1	399.62	2,665.46
PESCAYO S. A.	1	128.82	859.25
MOISES ANTONIO PEREZ MENDEZ	1	24.75	165.09
SEMILLAS DE ORO S.A. SEMIORO	1	72.68	484.75
CAMARONERA VANCOSTA S.A.	1	15.94	106.35
COMPANIA CACHUGRAN,CAMARONERA CHUPADORES GRANDES S.A.	1	1,972.21	13,154.61
COLAS DE ORO S. A. COLORO	1	240.37	1,603.26
RIQUEZAS SELECTAS MARINAS RIQSELMAR S.A.	1	297.68	1985.5
COMPANIA COLAS DE ORO S.A. COLORO	1	143.63	958
CIA ALQUIMIA MARINA S.A. ALMARSA	1	427.52	2,851.59
<b>Total General</b>	<b>27</b>	<b>6,166.41</b>	<b>41,129.93</b>

En la Tabla 5 se muestra la lista de 27 camaronesas incluidas en el desglose “Autorización”, se tiene que ocupan un total de 6,166.41 ha, que en términos de demanda corresponden a 41,129.93 kVA.

#### 2.4.5 REGULARIZACIÓN 315

**Tabla 6. Listado de las camaronesas de regularización 315.**

Nombre	Cantidad	Área (ha)	Demandas Variable (kVA)
DAVID ARNULFO TIRSO EVANGELISTA	1	1.13	7.54
FAUSTO GERARDO CRESPI RODRÍGUEZ	1	2.95	19.68
REYNALDO DIONISIO MARCIAL MEJILLONES	1	4.1	27.35
ROBERTO ARTURO ÁVILA FLORES	1	0.77	5.14
SANTO SILVINO PONGUILLO LINDAO	1	1	6.67
MARCOS ALEJANDRO RAMIREZ CRESPI	1	252.34	1,683.11
JUAN REY CHALEN DORADO	1	6.82	45.49
IRIS DE JESUS PEREZ SANCHEZ (SEXO MASCULINO)	1	1	6.67
EDGAR RAFAEL TORRES GONZABAY	1	1.6	10.67
TOMAS DAVID LINO REYES	1	1.5	10.01
SINHNY ESMELIN PEREZ SANCHEZ	1	4.61	30.75
LUIS BENICIO GONZABAY SANCHEZ	1	0.69	4.6
ELIENER FAVIAN PÉREZ SÁNCHEZ	1	3.5	23.35
FRANKLIN CHARLES LINO CARRILLO	1	2	13.34
JOEL FERNANDO CRUZ TORRES	1	0.8	5.34
DIANA MARIBEL LINO PEREZ	1	90	600.3
DANIEL SERVELIÓN CRUZ CARRILLO	1	2	13.34
MIGUEL JERONIMO PALMA FIGUEROA	1	3.78	25.21

CRISTHIAN ALEJANDRO RAMIREZ	1	2	13.34
ANIBAL HUMBERTO CRUZ TORRES	1	1.8	12.01
ELVIS RENAN LINO PÉREZ	1	1.5	10.01
JUAN CLEMENTE CHALEN GONZALEZ	1	4.98	33.22
MERLY ROCIO CRUZ CARRILLO	1	1.22	8.14
TONY FABIAN LINO GONZABAY	1	3.63	24.21
HUMBERTO JOAQUIN PARRA CHAVEZ	1	5.86	39.09
MIGUEL ANGEL AUCAY MITE	1	5.35	35.68
MANUEL JESUS VERA GONZABAY	1	1.74	11.61
ZOILA DOLORES MONTALVAN VEGA	1	3.5	23.35
MARCOS ANTONIO MEDINA MEDINA	1	2	13.34
JOSE ZOILO EDINA ALVARADO	1	3	20.01
EDIS YOLANDA BAÑOS HIDALGO	1	3.08	20.54
MARTIZA ISABEL BAILON TIGUA	1	9.86	65.77
MARÍA ORTÍZ PALACIO	1	8	53.36
HECTOR AUGUSTO SANCHEZ SANCHEZ	1	5.72	38.12
ANGEL MARCIAL QUIMI	1	0.25	1.67
ADOLFO AURELIO JORDAN VEGA	1	0.55	3.67
ANGEL GEREMIAZ DIAZ CORDOVA	1	5.15	34.35
SILVIA BELEN REYES CRUZ	1	1.07	7.14
RICARDO CORAZON LEON ARROYO	1	4.76	31.75
WALTER ANDRES QUINDE JORDAN	1	2.79	18.61
DARWIN EDWIN SANCHEZ REYES	1	3.37	22.47
NICOLAS AUGUSTO MARCIAL QUIMI	1	1.33	8.87
JESSENIA DEL ROCIO MORALES PONGUILLO	1	13.06	87.11
JAIME FROILAN CHALEN SANCHEZ	1	1.48	9.87
KENDER ENRIQUE AUCAY MITE	1	2.6	17.34
<b>Total General</b>	<b>45</b>	<b>477.01</b>	<b>3,181.66</b>

La Tabla 6 corresponde a 45 camaronesas ubicadas en la sección de “Regularización 315”, se tiene que estas camaronesas ocupan un área de 477.01 ha y utilizando el factor de conversión de 6.67 kVA/ha corresponde a una demanda consumida de 3,203.16 kVA.

## 2.5 Demanda existente en la Isla Puná

**Tabla 7. Datos de cargabilidad de los transformadores.**

SUBESTACIÓN	TRAFO	[MVA] OA	[MVA] FA	DEMANDA MÁX REGISTRADA MES [MW]	FACTOR DE POTENCIA	CARGABILIDAD OA %	CARGABILIDAD FA%
Durán Sur	T1	16	20	8.35	0.98	53.25%	42.60%
Durán Sur	T2	18	24	12.34	0.99	69.25%	51.94%
Durán norte	T1	18	24	19.01	0.99	106.54%	79.91%
Tenis Club	T1	16	24	7.53	1	47.23%	31.49%
Tenis Club	T2	16	20	10.24	0.98	65.48%	53.28%
Samborondón	T1	10	12.5	6.88	0.94	73.10%	58.48%
J. Bautista Aguirre	T1	10	12.5	7.33	0.94	78.15%	62.52%
Los Arcos	T1	18	24	5.39	0.99	30.24%	22.68%
Daule Norte	T1	18	24	7.86	0.94	46.33%	34.75%
Mocolí	T1	12	16	2.98	0.97	25.69%	19.27%
Lagos de Batán	T1	12	16	13.03	0.98	110.28%	82.71%
Santa Martha	T1	10	12.5	1.07	0.96	10.70%	8.56%
Ciudad Celeste	T1	16	20	11.65	1	72.90%	58.32%
Puná	T1	1		0.69	0.97	69.00%	

La Tabla 7 pertenece al informe del estado del sistema de distribución 2019, elaborado por la dirección de Planificación de CNEL, en este informe se detallan las condiciones de operación de todos los alimentadores que corresponden a la unidad de negocio Guayas-Los Ríos. Entre ellos se encuentran los alimentadores que abastecen la demanda de la población y comunidades de la isla Puná, se tiene registrado una demanda máxima de 0.69 MW a un factor de potencia de 0.97, por lo tanto, se consume 711.34 kVA.

## 2.6 Determinación de la demanda

En las secciones anteriores se calculó la demanda en kVA de cada uno de los listados de camaroneras y se mostró la demanda actual de la carga de todos los alimentadores de la Isla Puná, ya que es necesario para establecer un aproximado de la demanda total que abastecerá a la isla.

**Tabla 8. Cálculo de la demanda requerida por las camarones.**

CAMARONERAS	Cantidad	Hectáreas (ha)	Demanda (kVA)		Demanda (kVA)
			Carga destinada para bombeo	Carga destinada para aereación	
Concesión	146	9,194.04	33,742.13	27,582.12	61,324.25
Regularización 1391	37	373.34	1,370.16	1,120.02	2,490.18
Autorización	27	6,166.41	22,630.72	18,499.23	41,129.95
Regularización 315	45	477.01	1,750.63	1,431.03	3,181.66
<b>Total General</b>		<b>255</b>	<b>16,210.80</b>	<b>59,493.64</b>	<b>48,632.40</b>
					<b>108,126.04</b>

En la Tabla 8, se observa las secciones de camarones en hectáreas, para obtener una mejor aproximación de la demanda se divide en 2 partes el factor de conversión de 6.67 kVA/ha:

- 3.67 kVA/ha para la carga destinada para bombeo sumando un total de (59,493.64 kVA).
- 3 kVA/ha para la carga destinada para aereación sumando un total de (48,632.40 kVA).

De esta manera no afecta la demanda total calculada (108,126.04 kVA).

**Tabla 9. Demanda total de la Isla Puná.**

	Potencia bruta (kVA)	Factor de coincidencia	Potencia (kVA)
Carga destinada para bombeo	59,493.64	0.80	47,594.91
Carga destinada para aereación	48,632.40	0.25	12,158.10
Carga Interagua	-	-	2,173.91
Alimentador Puná	-	-	711.34
<b>Total General</b>			<b>62,638.26</b>

En la Tabla 9 se muestra la demanda total planificada, como se explicó anteriormente la carga se encuentra dividida en 2 tipos de carga: carga destinada para bombeo y carga destinada para aeración; las cuales se les proporciona un factor de coincidencia de 0.8 y 0.25 respectivamente, estos factores de coincidencia se basaron en el resultado de la encuesta realizada a biólogos asesores de camarones de Guayaquil.

Finalmente, se obtiene una demanda total en la isla de 62,638.26 kVA.

$$I' = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV} = \frac{62.64 MVA}{\sqrt{3} * 69 KV} = 524.10 A \quad (2.1)$$

Aplicando un factor de seguridad del 25% se tiene:

$$I = 1.25 * I' = 655.13 A \quad (2.2)$$

## 2.7 Ubicación de puntos fijos

Para efectuar el análisis del diseño de un sistema de subtransmisión con el cual se suministrará energía eléctrica a la isla Puná desde el Sistema Nacional Interconectado, es necesario conocer la ubicación geográfica de ciertos puntos que conforman una parte principal para el desarrollo de este proyecto simbolizados como se muestra en la Figura 5, para facilitar la obtención de esta información se utiliza la base de datos geográficas (GIS) otorgada por CNEL.

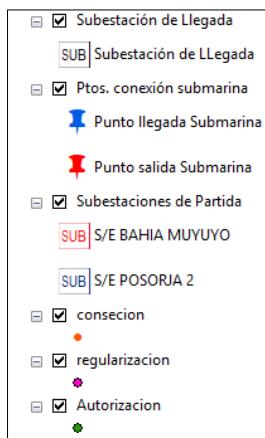


Figura 5. Hitos utilizados del GIS.

## 2.8 Subestaciones de Partida



Figura 6. Subestaciones de partida ubicadas en el GIS y en Google Earth [18], [19].

Uno de los posibles puntos de partida para el diseño del sistema de subtransmisión es la subestación eléctrica “Posorja II”, con un nivel de voltaje de 138/69 kV y cuya capacidad está aún por determinarse. Este es un proyecto futuro, cuya construcción se encuentra aprobada. El otro punto de partida es la subestación eléctrica “Bahía Muyuyo” con un nivel de voltaje de 69/13.8 kV, la cual abastece la demanda de ciertos sectores cercanos a su ubicación a diferencia de la subestación “Posorja II” que será completamente nueva. Estos puntos se muestran ubicados en la Figura 6.

## 2.9 Puntos de Conexión Tramo submarino

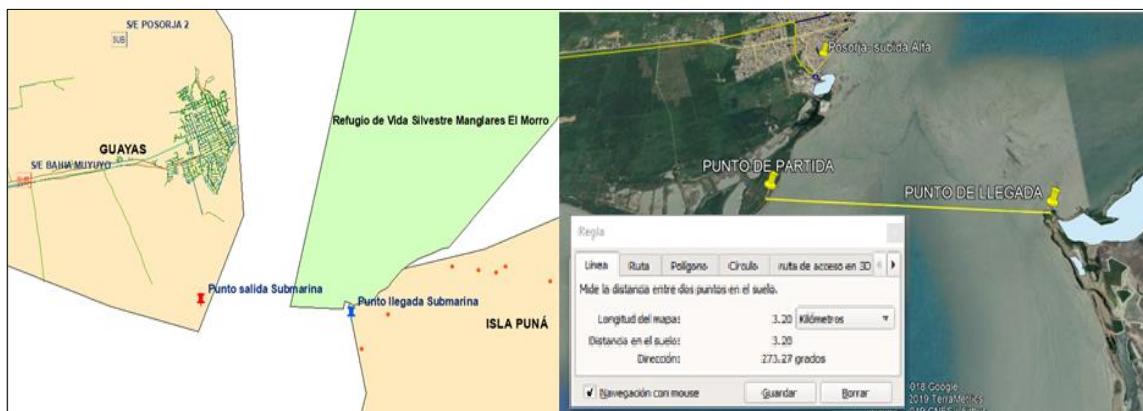


Figura 7. Puntos del tramo submarino ubicados en el GIS y en Google Earth [18], [19].

Para el diseño de la línea de subtransmisión que cruza por la zona marina se necesita fijar tanto el punto de partida como de llegada. Debido a las características naturales de la isla Puná, este sector es considerado un ecosistema frágil, por lo cual es muy importante considerar estas zonas protegidas.

Para facilitar la ubicación de estos puntos se utilizó la información de la base de datos geográficas (GIS) brindada por CNEL, como se muestra en la Figura 7, donde se encuentra la ubicación georreferenciada de todas las áreas protegidas del sistema nacional. Se aprecia que muy cercana a los límites de la isla Puná se encuentra el Refugio de Vida Silvestre Manglares el Morro, que es un ecosistema que contiene gran cantidad de fauna acuática como moluscos, crustáceos, peces y que en tiempos de migración se visualizan mamíferos marinos como delfines nariz de botella [20].

Teniendo en cuenta estas consideraciones se estimaron los puntos óptimos para el inicio y fin del tramo submarino, evitando interceptar el área protegida y trazando la menor distancia posible.

## 2.10 Subestación de llegada



**Figura 8. Punto de la S/E de llegada ubicada en el GIS y en Google Earth [18], [19].**

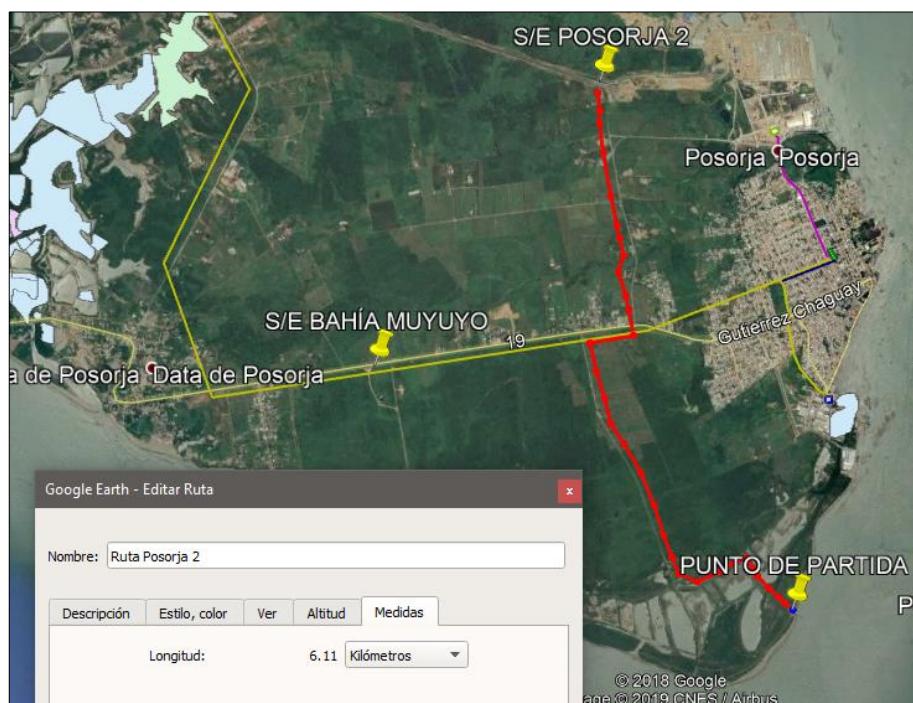
Para dotar del suministro eléctrico a la isla Puná desde el SNI, es necesario establecer una subestación eléctrica de distribución con nivel de voltaje 69/13.8 kV; para fijar la ubicación de esta subestación de llegada se consideraron las redes de distribución eléctrica dentro de la isla, tal como se muestra en la Figura 8, y de esa forma determinar el punto óptimo.

La subestación de llegada se ubicó en un punto cercano a la bifurcación de los alimentadores “Puná Nueva” con tramos bifásicos y trifásicos con un nivel de voltaje de 13.8 kV que se encuentran en buen estado. La ubicación de la subestación está en un punto cercano a los alimentadores que abastecen la demanda de las comunidades y además está muy próximo a ciertas camaroneras del sector, con lo que se mejora el suministro de energía eléctrica a los habitantes de la isla.

## **2.11 Selección de rutas**

Para la selección de las alternativas de rutas del sistema de subtransmisión, es importante tener en cuenta los factores técnicos, económicos y ambientales. La ruta debe ser accesible, es decir debe estar cercanas a carreteras o vías que permitan la construcción del sistema; se debe impedir muchos cruces por carreteras, autopistas y redes eléctricas de alta tensión. A demás, en caso de que se requiera pasar por sectores con población es importante considerar las distancias mínimas de seguridad y las franjas de seguridad de servidumbre para las líneas de servicio de energía eléctrica para lo cual se considera la resolución No. ARCONEL – 018/18.

## 2.12 Alternativa de ruta desde S/E Posorja II

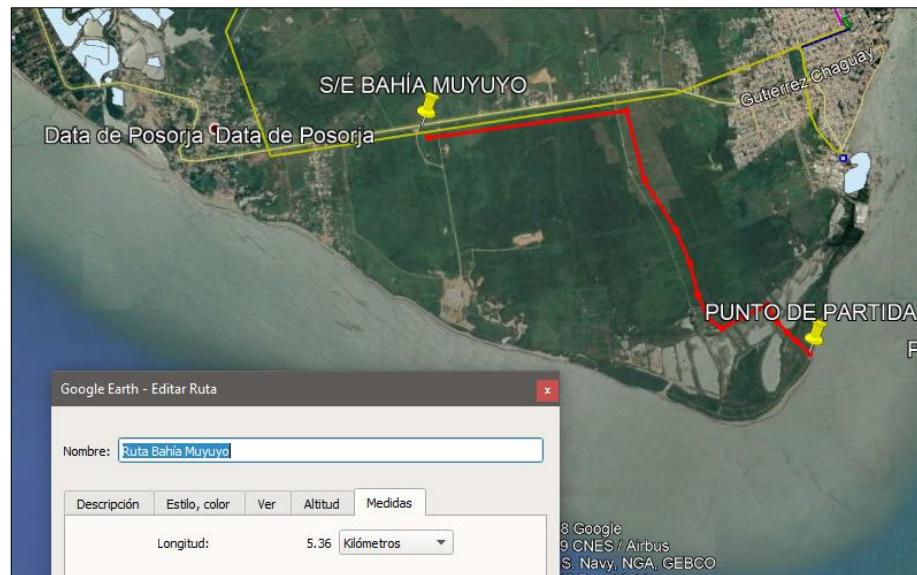


**Figura 9. Ruta Posorja II– Punto de Partida tramo submarino [19].**

En el escenario 1, la primera parte del recorrido inicia en la S/E “Posorja II” hasta llegar a “PUNTO DE PARTIDA”, el cual es el comienzo del tramo submarino para lograr atravesar el “Canal del Morro” como se muestra en la Figura 9.

Se considero trazar la ruta en paralelo a la carretera para colocar postes y reducir el uso de torres de celosía para abaratar costos en la obra.

## 2.13 Alternativa de ruta desde S/E Bahía Muyuyo

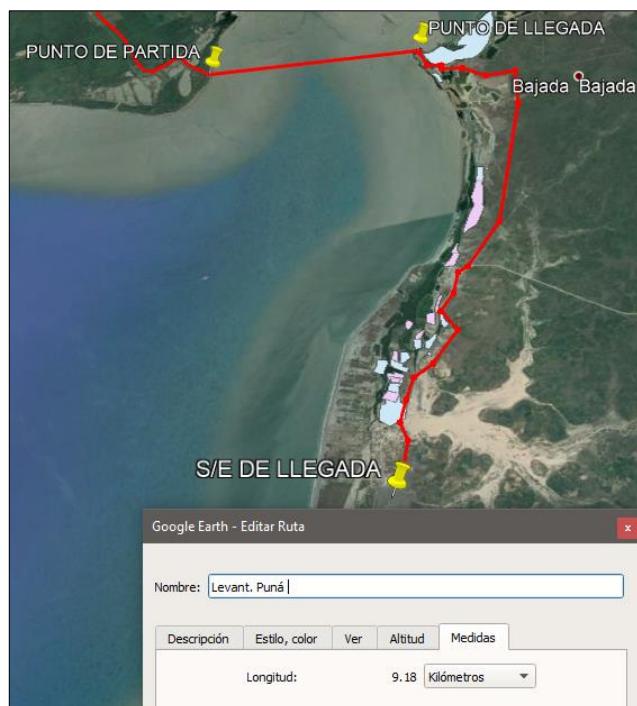


**Figura 10. Ruta Bahía Muyuyo – Punto de Partida tramo submarino [19].**

En el escenario 2 la primera parte del recorrido se parte de la S/E “Bahía Muyuyo” hasta llegar a “Punto de Partida”, el cual es el comienzo del tramo submarino para lograr atravesar el canal del Morro como se muestra en la Figura 10.

Se considero trazar la ruta en paralelo a la carretera para colocar postes y reducir el uso de torres de celosía para abaratar costos en la obra.

## 2.14 Alternativa de ruta hacia la S/E de llegada en la Isla Puná



**Figura 11. tramo submarino – S/E Puná [19].**

En ambos escenarios, el tramo submarino y el segundo tramo aéreo tienen el mismo recorrido, tal y como se muestra en la Figura 11. El tramo submarino comienza desde el “PUNTO DE PARTIDA” en Posorja hasta el “PUNTO DE LLEGADA” en la Isla Puná. Para el soterramiento del cable submarino se emplea la técnica de jetting, por lo tanto, parcialmente enterrado de 4 a 5 metros bajo terreno arenoso.

Desde el punto de llegada inicia el tramo aéreo finalizando en S/E Puná. Cabe señalar, que esta parte de ruta dentro de la Isla Puná debido a su difícil acceso de maquinaria (grúa), se opta por usar las torres celosía.

## 2.15 Características Técnicas Principales.

Tabla 10. Características del tramo aéreo.

<b>Ruta</b>	1	2
<b>Longitud de la línea</b>	6.11 km	5.36 km
<b>VII Nominal</b>	69 [kV]	69 [kV]
<b>VII Máximo</b>	72 [kV]	72 [kV]
<b>Número de Circuitos</b>	1	1
<b>Calibre del Conductor</b>	ACAR 750 MCM	ACAR 750 MCM
<b>Material del Conductor</b>	Aluminio reforzado en aleación de aluminio.	Aluminio reforzado en aleación de aluminio.
<b>Composición</b>	18 hilos de aluminio. 19 hilos de aleación de aluminio.	18 hilos de aluminio. 19 hilos de aleación de aluminio.

En la Tabla 10, se observan las características principales de la ruta 1 (S/E “Posorja II”) y la ruta 2 (S/E “Bahía Muyuyo”).

Tabla 11. Características del cable submarino.

<b>Tipo Conductor</b>	3x1x300 mm <sup>2</sup> + FO
<b>Longitud de la línea</b>	3.2 km
<b>VII Nominal</b>	76 [kV]
<b>VII Máximo</b>	132 [kV]
<b>Fibras ópticas</b>	48 hilos
<b>Intensidad máxima admisible</b>	791.7 [A]
<b>Temperatura máxima admisible en régimen permanente</b>	90°C
<b>Temperatura máxima admisible en cortocircuito</b>	250°C
<b>Protección longitudinal al agua</b>	Cinta semiconductora hinchable
<b>Material aislamiento</b>	Polietileno reticulado (XLPE)
<b>Composición</b>	37 hilos de cobre

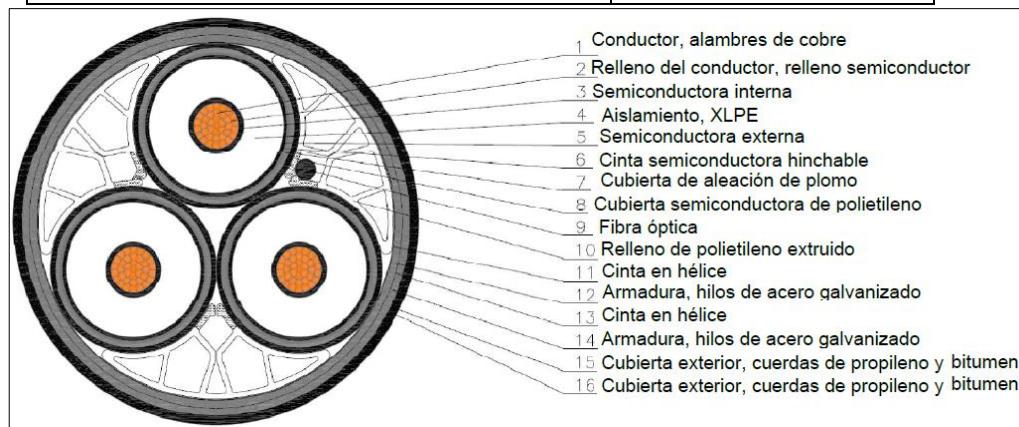


Figura 12. Estructura del cable submarino.

Para la selección del cable submarino se considera que este debe tener aislamiento extra para evitar cualquier tipo de afectación por el deterioro en la capa externa del cable, producto de las corrientes marinas, por este motivo se seleccionó un cable diseñado para un voltaje nominal de 76 kV hasta 132 kV, con un material aislante que presenta menores pérdidas dieléctricas “polietileno reticulado (XLPE)”.

Como método de tendido del cable se opta por el “Surface Laying” y para su aterrizaje las técnicas de “Jetting”, para lograr colocar el cable submarino, se necesita de barcos especializados, los cuales hacen una investigación geofísica y geotécnica de la ruta ya definida, de esta manera pueden encontrar una ruta alterna, en el caso de que existan obstáculos en el lecho marino.

La Tabla 11 muestra las características principales del cable submarino “76/132 kV 3×1×300 mm<sup>2</sup> + FO” y en la Figura 12 su estructura con cada uno de sus componentes.

## 2.16 Aislamiento por Contaminación

En esta zona se considera para el diseño de aislamiento una contaminación de tipo IV, la cual se indica como de  $33.3 \frac{mm}{KV}$ , de acuerdo con la norma para el diseño de líneas de subtransmisión dictado por el ex Inecel, entonces la distancia de fuga es de:

$$Dftc = Dfmu * Vmáx * K = 1,392.91 \text{ mm} \quad (2.3)$$

Donde:

$Dftc$ : Distancia de fuga Total de la cadena

$Dfmu$ : Distancia de fuga mínima unitaria (  $33.3 \frac{mm}{KV}$  ).

$Vmáx$ : Voltaje máximo del sistema fase-tierra (  $69 \frac{kV}{\sqrt{3}}$  ).

Tomando en cuenta que el aislador es tipo campana de porcelana, C52-3, con una distancia de fuga de 300.0375 mm, por lo tanto, el numero de la cadena de aisladores es de:

$$Naisl = \frac{Dftc}{Dcat} = 4.64 \quad (2.4)$$

Donde:

$Naisl$ = Número de aisladores

$Dftc$ = Distancia de fuga Total de la cadena ( 1,392.91 mm)

$Dcat$ = Distancia de fuga de cada aislador según catálogo ( 300.4 mm)

## 2.17 Diseño del sistema de subtransmisión Posorja – Puná

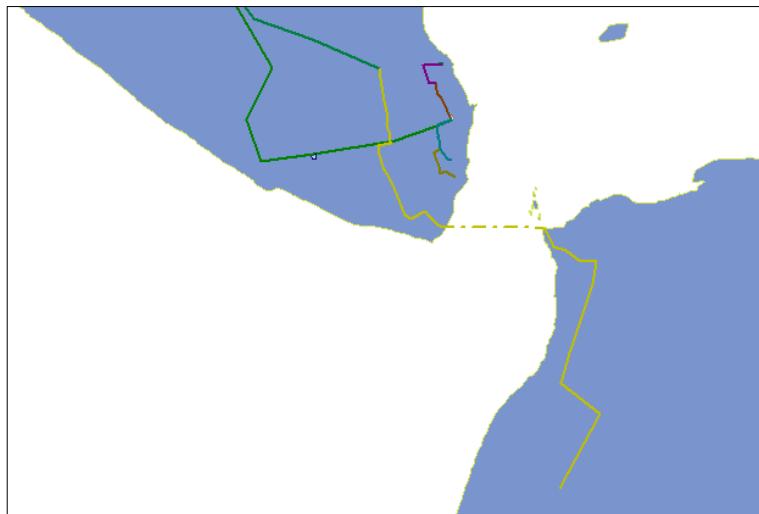
En el diseño de la línea de subtransmisión se considera dos posibles escenarios, los cuales serán simulados en el software “CYME 8.1” partiendo de la base de datos de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP.

En los 2 escenarios se considera el tipo de conductor ACAR 750 MCM para los tramos aéreos y “76/132 kV 3x1x300 mm<sup>2</sup> + FO” para el tramo submarino.

## 2.18 Escenario 1

Para el Escenario 1 se considera a la S/E “Posorja II”, como punto de partida debido a su ubicación geográfica y porque dispone la capacidad necesaria para abastecer a la demanda futura de la Isla Puná.

Debido a que la S/E “Posorja II” aún no está construida, se agregó una subestación con barra infinita a la base de datos entregada para realizar los flujos de carga y demás reportes.



**Figura 13. Escenario 1: Posorja 2 – Isla Puná [21].**

En la Figura 13 se muestra el diseño de la línea de subtransmisión Escenario 2 en el software “CYME 8.1”, donde se pueden visualizar los 3 tramos del cableado:

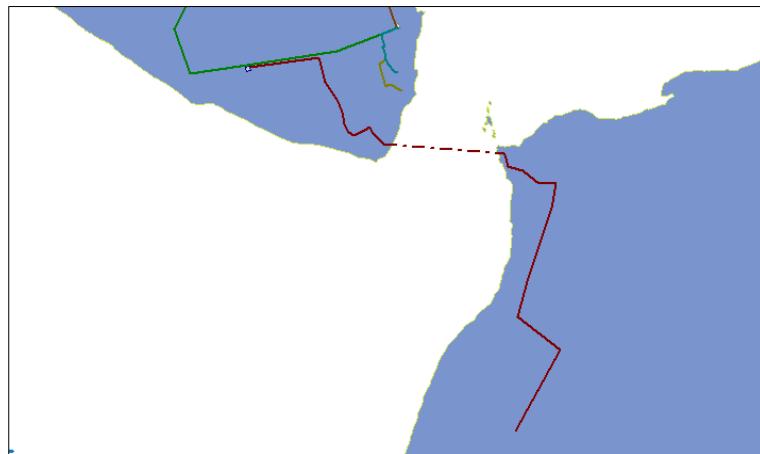
**Tramo 1:** parte de la S/E “Posorja II” hasta 15 metros antes de la orilla en Posorja, con una distancia aproximada de 6.11 kilómetros .

**Tramo 2:** es el cruce del cable submarino por el Canal del Morro, con una longitud aproximada de 3.20 kilómetros.

**Tramo 3:** parte de 15 metros de la orilla en la Isla Puná hasta la S/E Puná con una distancia aproximada de 9.32 kilómetros.

## 2.19 Escenario 2

Para el Escenario 2, se considera a la S/E “Bahía Muyuyo”, como punto de partida dado que dispone la capacidad necesaria para abastecer a la demanda futura de la Isla Puná.



**Figura 14. Escenario 2: Bahía Muyuyo – Isla Puná [21].**

En la Figura 14 se muestra el diseño de la línea de subtransmisión Escenario 2 en el software “CYME 8.1”, donde se pueden visualizar los 3 tramos del cableado:

**Tramo 1:** parte de la S/E “Bahía Muyuyo” hasta 15 metros antes de la orilla en Posorja, con una distancia aproximada de 5.36 kilómetros.

**Tramo 2:** es el cruce del cable submarino por el Canal del Morro, con una longitud aproximada de 3.20 kilómetros.

**Tramo 3:** parte de 15 metros de la orilla en la Isla Puná hasta la S/E Puná con una distancia aproximada de 9.32 kilómetros.

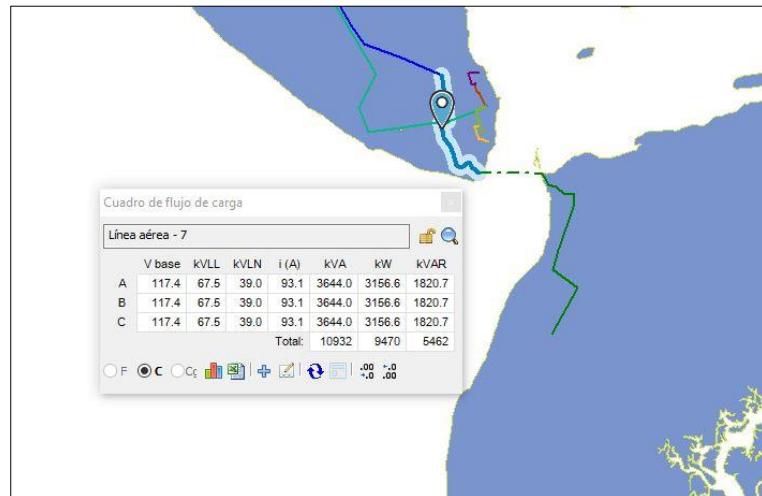
## 2.20 FLUJOS DE CARGA

Mediante el software “CYME 8.1” se obtiene los flujos de carga del sistema de subtransmisión para los 2 escenarios, considerando los tramos aéreos y submarinos para las distintas rutas; en ambos casos se considera la carga 11.13 MVA como demanda inicial para el año 1, ya que esta esta carga se conectará inmediatamente al sistema.

Durante los siguientes 14 años, se proyecta que el resto de la demanda aumente hasta 68.45 MVA, para la cual se necesitará añadir al sistema 2 subestaciones, las cuales su ubicación actualmente se encuentra en estudio para optimizar recursos; por esta razón se realiza una proyección respecto al año 1.

## 2.21 Escenario 1

### Flujo de carga de la ruta desde S/E Posorja II



**Figura 15. Escenario 1: Flujo de carga tramo 1 aéreo [21].**

En la Figura 15, se muestra el recorrido de la Línea subtransmisión que parte de la S/E “Posorja II”, la cual tiene un voltaje en el primer tramo aéreo (tramo resaltado) de 67.5 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (69 kV), por lo tanto presenta una caída de voltaje de 2.17% encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 11.52% de la capacidad máxima del conductor (807 A).

## Flujo de carga del tramo submarino.

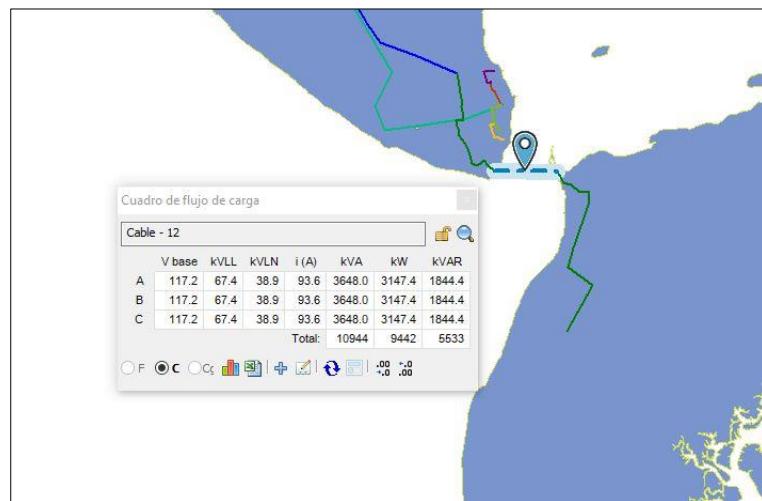


Figura 16. Escenario 1: Flujo de carga tramo submarino [21].

En la Figura 16, se muestra los valores de voltaje, corriente y potencia en el tramo submarino (tramo resaltado), el voltaje es de 67.4 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (2.32%), encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 11.34% de la capacidad máxima del cable submarino (792 A).

## Flujo de carga de la ruta hacia la S/E Puná 1

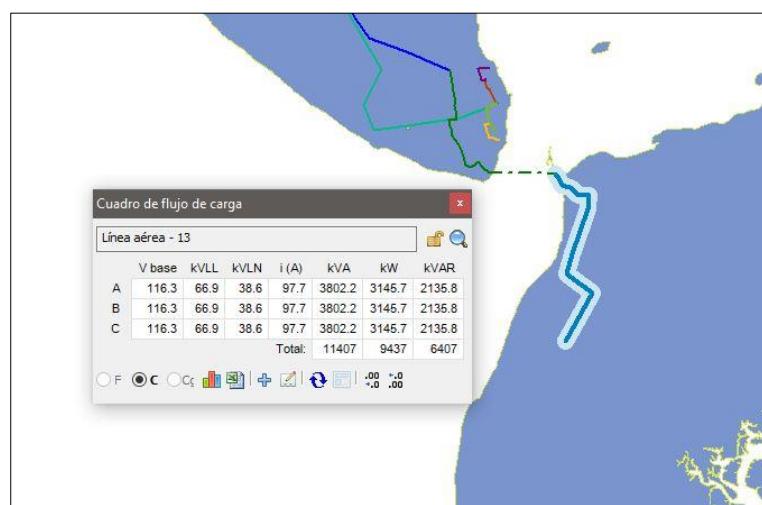


Figura 17. Escenario 1: Flujo de carga tramo 2 aéreo [21].

En la Figura 17, se muestra el recorrido de la Línea subtransmisión, la cual su voltaje en el segundo tramo aéreo (tramo resaltado) es de 66.9 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (69 kV), lo cual representa un 3.04% encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 12.11% de la capacidad máxima del conductor (807 A).

### Flujo de carga de alimentadores de la S/E Puná 1

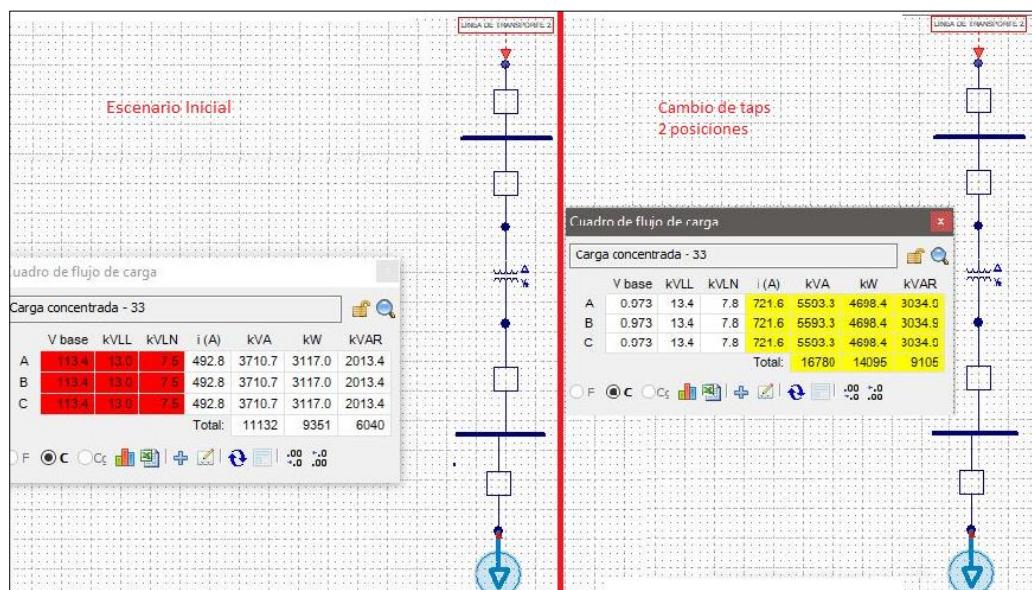


Figura 18. Escenario 1: Flujo de carga S/E Puná [21].

El color rojo que se puede observar en la Figura 18, representa bajo voltaje en los alimentadores de la S/E Puná, una caída de 5.79% de su valor nominal (13.8 kV). Para solucionar este problema y evitar sanciones por bajo voltaje se realiza una variación de dos posiciones en los Tap's en la S/E Puná, mejorando el voltaje a 13.43 kV, esto indica que está por debajo de su voltaje nominal por un 2.68%, con lo cual está dentro del rango permitido.

## 2.22 Escenario 2

### Flujo de carga de la ruta desde S/E Bahía Muyuyo

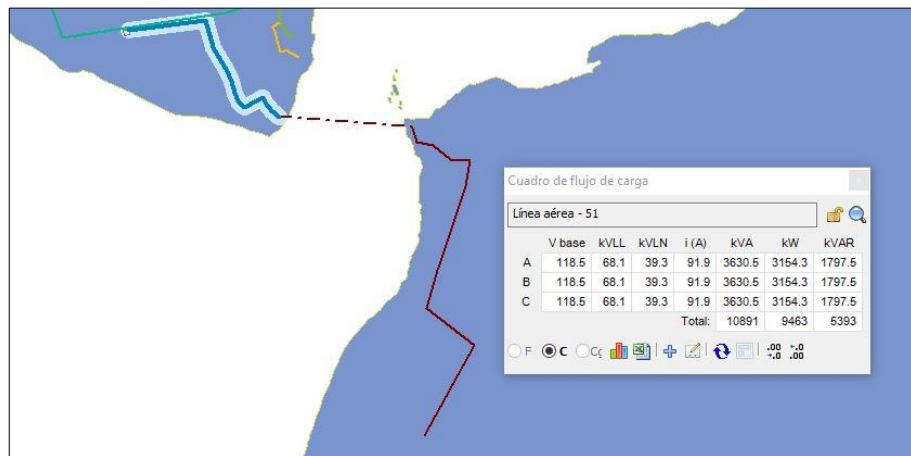


Figura 19. Escenario 2: Flujo de carga tramo 1 aéreo [21].

En la Figura 19 se muestra el recorrido de la línea subtransmisión que parte de la S/E “Bahía Muyuyo”, la cual tiene un voltaje en el primer tramo aéreo (tramo resaltado) de 68.1 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (69 kV), por lo tanto presenta una caída de voltaje de 1.34% encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 11.39% de la capacidad máxima del conductor (807 A).

## Flujo de carga del tramo submarino.

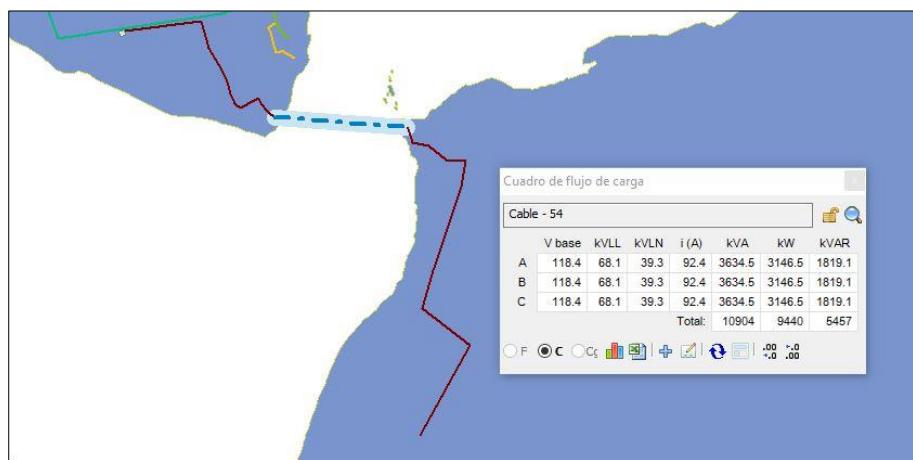


Figura 20. Escenario 2: Flujo de carga tramo submarino [21].

En la Figura 20, se muestra los valores de voltaje, corriente y potencia en el tramo submarino (tramo resaltado), el voltaje es de 68.1 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (2.32%), encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 11.2% de la capacidad máxima del cable submarino (825 A).

## Flujo de carga de la ruta hacia la S/E Puná 2

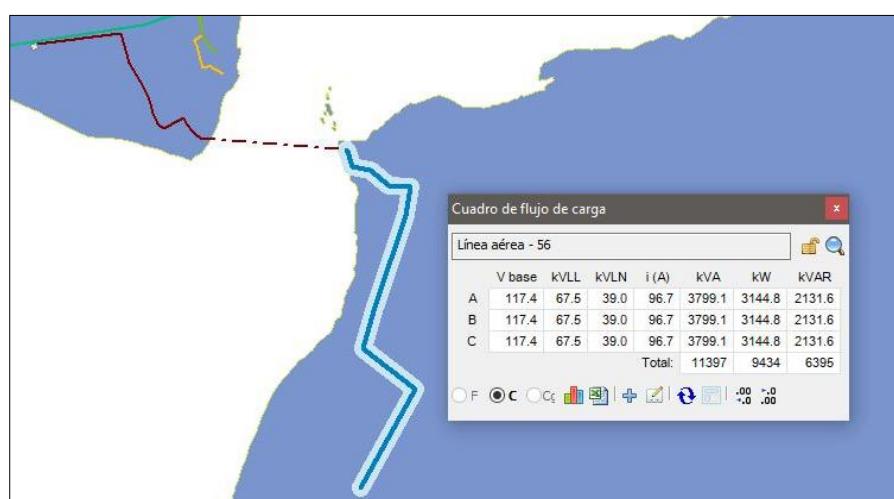


Figura 21. Escenario 2: Flujo de carga tramo 2 aéreo [21].

En la Figura 21, se muestra el recorrido de la línea subtransmisión, la cual su voltaje en el segundo tramo aéreo (tramo resaltado) es de 67.5 kV, se observa que está por debajo de su valor nominal (2.17%), encontrándose dentro del rango permitido (5%); respecto a la corriente representa un 11.98% de la capacidad máxima del conductor (807 A).

### Flujo de carga de los alimentadores de la S/E Puná 2

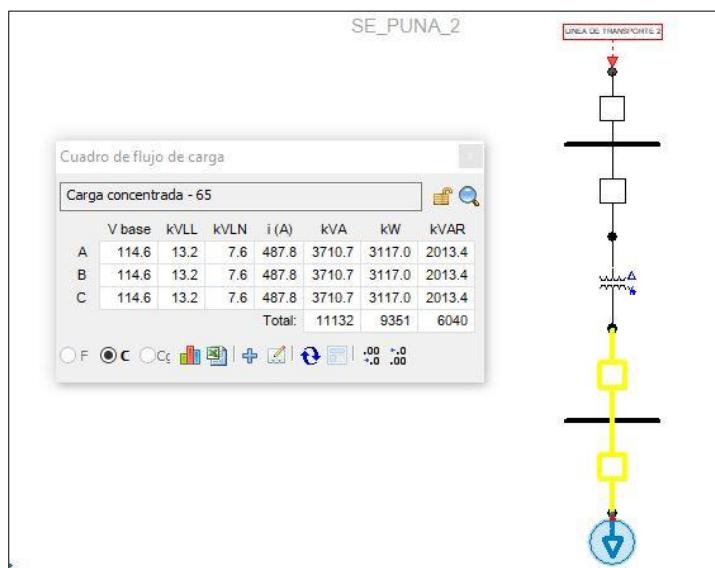


Figura 22. Escenario 2: Flujo de carga S/E Puná 2 [21].

Se muestra en la Figura 22, que los valores de voltaje, corriente y potencia se encuentran en condiciones normales, por lo tanto, no es necesario el uso de ningún tipo de elemento para compensarlo.

### 2.23 Diseño de los tramos aéreos en el software “DLT.CAD”

Para el diseño del sistema de las líneas eléctricas aéreas de subtransmisión se ha utilizado el software “DLT-CAD”, ya que cuenta con las normativas para la construcción y criterios de diseño de sistemas eléctricos a las que se rige el Ecuador, este programa posee las base de datos de estructura a 69 kV que utiliza CNEL y la base de datos de soportes, conductores y demás accesorios según la Normas técnica del MEER, optimizando la ubicación de las estructuras y demás

elementos, luego de cargar el perfil topográfico del recorrido por donde cruzará la línea de subtransmisión del proyecto.

## 2.24 Estructuras tipo

Se realizó la selección de las estructuras principales basándose en los parámetros establecidos en las Normas del Ex - INECEL para la construcción de líneas de subtransmisión de 69 kV.

### a) Estructura de suspensión de circuito simple SU1GV

**Tabla 12. Características técnicas de la estructura de suspensión**

Función Típica	Suspensión
Ubicación Típica	Alineamiento
Ángulo de la línea	0° a 3°
Máxima tensión de trabajo por conductor	990 Kg
Vano peso	300 m
Vano viento	350 m
Vano máximo	300 m
Ángulo de apantallamiento	30°

### b) Estructura de Retención de circuito simple RU1G

**Tabla 13. Características técnicas de la estructura de Retención.**

Función Típica	Retención
Ubicación Típica	Alineamiento
Ángulo de la línea	0° a 5°
Máxima tensión de trabajo por conductor	990 Kg
Vano peso	300 m
Vano viento	350 m
Vano máximo	300 m
Ángulo de apantallamiento	30°

**c) Estructura Terminal de circuito simple TU1G**

**Tabla 14. Características técnicas de la estructura Terminal**

<b>Función Típica</b>	Retención
<b>Ubicación Típica</b>	Terminal
<b>Ángulo de la línea</b>	0° a 90°
<b>Máxima tensión de trabajo por conductor</b>	990 Kg
<b>Vano peso</b>	300 m
<b>Vano viento</b>	350 m
<b>Vano máximo</b>	300 m
<b>Ángulo de apantallamiento</b>	30°

**d) Estructura Angular de circuito simple AU130°G**

**Tabla 15. Características técnicas de la estructura Angular.**

<b>Función Típica</b>	Suspensión
<b>Ubicación Típica</b>	Angular
<b>Ángulo de la línea</b>	0° a 30°
<b>Máxima tensión de trabajo por conductor</b>	990 Kg
<b>Vano peso</b>	300 m
<b>Vano viento</b>	350 m
<b>Vano máximo</b>	300 m
<b>Ángulo de apantallamiento</b>	30°

**e) Estructura Angular de circuito simple AU190°G**

**Tabla 16. Características técnicas de la estructura Angular.**

<b>Función Típica</b>	Retención
<b>Ubicación Típica</b>	Angular
<b>Ángulo de la línea</b>	0° a 90°
<b>Máxima tensión de trabajo por conductor</b>	1200 Kg
<b>Vano peso</b>	300 m
<b>Vano viento</b>	350 m
<b>Vano máximo</b>	300 m
<b>Ángulo de apantallamiento</b>	30°

## 2.25 Condiciones ambientales del diseño (Diseño Mecánico)

En todo diseño de un sistema de subtransmisión es importante considerar las características meteorológicas de la zona de donde se realizará el proyecto, debido que a lo largo de la vida útil el conductor estará sometido a distintas condiciones ambientales como máxima temperatura, mínima temperatura, máximo viento, etc. Según los parámetros establecidos por el Ex - INECEL empleado en el diseño mecánico de conductores para las líneas de subtransmisión, se debe considerar las siguientes hipótesis ambientales:

**Tabla 17. Condiciones ambientales para las distintas hipótesis.**

	Características Meteorológicas	Zona 1
<b>Hipótesis I</b> <b>EDS inicial</b>	Temperatura (°C)	25
	Vel. Viento (Km/h)	0
	Espesor de hielo (mm)	0
	% Tiro de Rotura	25
<b>Hipótesis II</b> <b>Máximo Viento</b>	Temperatura (°C)	18
	Vel. Viento (Km/h)	90
	Espesor de hielo (mm)	0
	% Tiro de Rotura	40
<b>Hipótesis III</b> <b>Mínima Temperatura</b>	Temperatura (°C)	10
	Vel. Viento (Km/h)	0
	Espesor de hielo (mm)	0
	% Tiro de Rotura	35
<b>Hipótesis IV</b> <b>Flecha Máxima</b>	Temperatura (°C)	60
	Vel. Viento (Km/h)	0
	Espesor de hielo (mm)	0
	% Tiro de Rotura	40

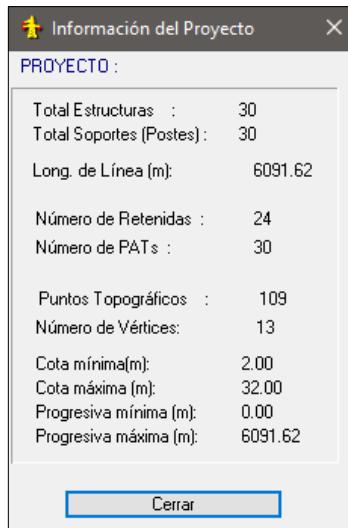
En la Tabla 17 se muestran los estados climatológicos de las hipótesis a considerar, donde los datos empleados son los que se utilizan comúnmente en el diseño de líneas de subtransmisión para la zona costa.

## 2.26 Resultados del programa “DLT.CAD”

Mediante la información topográfica obtenida de Google Earth, desarrolla los cálculos correspondientes para determinar: el número total de estructuras, el

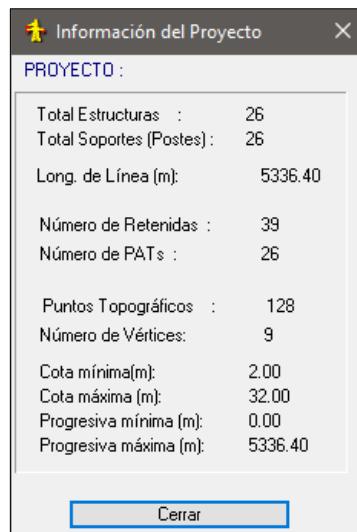
número total de soportes, longitud de la línea, numero de retenidas, numero de PATs, puntos Topográficos, número de Vértices, cota mínima, Cota máxima, etc.

Para cada uno de los tres tramos se procede de la misma manera, pero analizando por separado.



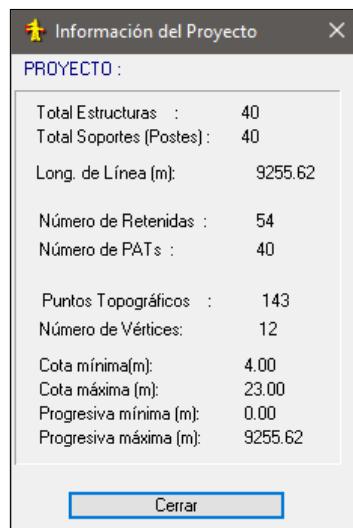
**Figura 23 . Resultados del programa DLT-CAD para el tramo Posorja II [22].**

La Figura 23 muestra los resultados del primero tramo, todo el recorrido que parte de la subestación “Posorja II” a 138/69 kV hasta el inicio del sistema de subtransmisión submarino.



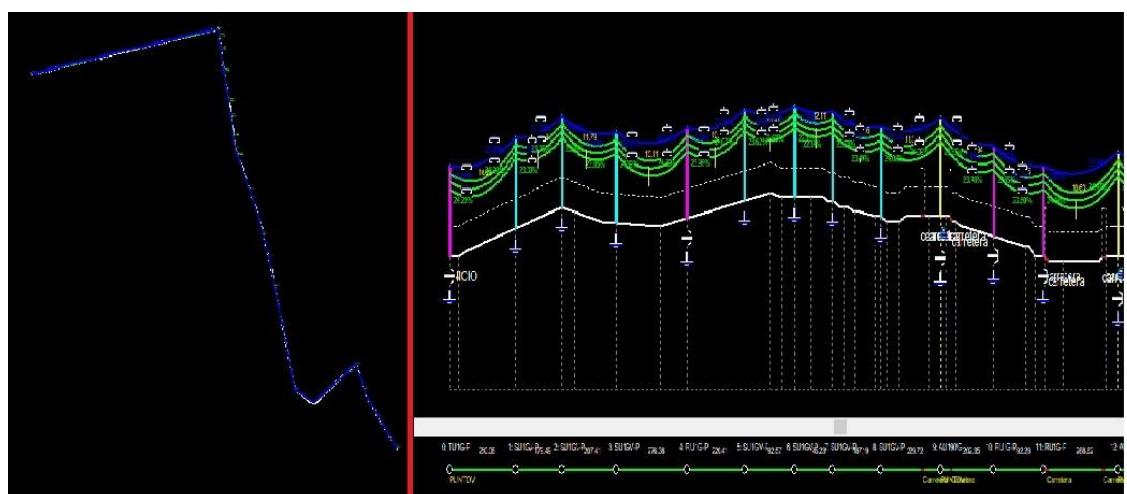
**Figura 24. Resultados del programa DLT-CAD del tramo Bahía Muyuyo [22].**

El segundo tramo corresponde a la ruta que parte de la subestación “Bahía Muyuyo” 69/13.8 kV hasta el inicio del sistema de subtransmisión submarino y en la Figura 24 muestra los resultados correspondientes.



**Figura 25. Resultados del programa DLT-CAD del tramo Puná [22].**

En la Figura 25 se muestran los resultados correspondientes de igual manera para el tercer tramo, que pertenece al recorrido de la línea de subtransmisión en la isla Puná que finaliza en la subestación de llegada en Puná.



**Figura 26. Vista de planta y la vista de perfil en DLT-CAD [22].**

En la Figura 26 se muestra los resultados obtenidos de “DLT-CAD 2018” de la vista de planta y la vista de perfil de un tramo del sistema de subtransmisión, luego de cargar la información topográfica de la ruta y realizar la distribución de estructuras según los criterios de diseño.

# CAPÍTULO 3

## 3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se realiza un análisis cuantitativo de los costos de los dos escenarios considerando los valores de mayor relevancia, con el objetivo de encontrar la mejor alternativa respecto a su rentabilidad financiera.

### 3.1 Análisis financiero

Se realiza la evaluación de la viabilidad y la rentabilidad del proyecto considerando los ingresos como la venta de energía y los diferentes costos como operación, mantenimiento, pérdidas de energía, compra de energía y el costo total de la inversión del proyecto. Este estudio se realiza para un periodo de 15 años.

Para realizar este análisis es necesario hallar la proyección de la demanda y energía a facturar, así como la proyección de la energía comprada a CELEC.

### 3.2 Proyección de la demanda y energía facturada

**Tabla 18. Proyección de potencia y energía a facturar.**

Proyección de demanda y de energía a facturar a camaronero			
Año	Demanda (MVA)	Demanda (MW)	Energía (MWh/año)
0	-	-	-
1	11.13	9.57	29,352.54
2	16.78	14.43	44,255.50
3	22.44	19.29	59,158.45
4	28.09	24.16	74,061.40
5	33.74	29.02	88,964.36
6	39.39	33.88	103,867.31
7	45.04	38.74	118,770.26
8	50.70	43.60	133,673.21
9	56.35	48.46	148,576.17
10	62.00	53.32	163,479.12
11	63.24	54.39	166,748.70
12	64.50	55.47	170,083.68
13	65.79	56.58	173,485.35
14	67.11	57.72	176,955.06
15	68.45	58.87	180,494.16

Dado que el tiempo total en que se lleve la electrificación completa de la demanda solicitada para los proyectos acuícolas dentro de la isla Puná tiene un alto grado de incertidumbre, se considera que para el año 1 se tiene la carga inicial de 11.13 MVA (demanda correspondiente al Match) y se parte de la premisa de que a los 10 años se alcanza la capacidad requerida para todos los futuros proyectos, a partir de del año 10 se asume que la demanda crece en un 2%.

Para obtener la demanda (MW) y la energía (MWh/año) es necesario utilizar el factor de potencia y el factor de carga los cuales son 0.86 y 0.35 respectivamente, los cuales son valores comunes para agroindustrias según la información brindada por CNEL. Estos valores se muestran en la Tabla 18.

### 3.3 Proyección de la energía comprada a CELEC.

**Tabla 19. Proyección de la energía a comprar.**

Proyección de energía comprada CELEC	
Año	Energía (MWh)
0	-
1	30,024.72
2	45,268.95
3	60,513.18
4	75,757.41
5	91,001.64
6	106,245.87
7	121,490.10
8	136,734.33
9	151,978.56
10	167,222.79
11	170,567.25
12	173,978.59
13	177,458.16
14	181,007.33
15	184,627.47

Para efectuar la proyección de la energía que se deberá comprar a CELEC, se considera las pérdidas del sistema, puesto que para entregar cierta cantidad de energía en un punto existe energía que no se aprovecha, o se pierde en los elementos que forman parte del recorrido.

Para considerar el efecto de estas pérdidas se utiliza un factor de expansión de pérdidas por componentes del proyecto elaborado por el ARCONEL según las unidades de negocios, para este proyecto se considera un factor de 1.0229 que corresponde a las pérdidas en las líneas subtransmisión, de esta manera se muestra en la Tabla 19 la energía que se requiere comprar a CELEC.

### 3.4 Ingresos

Se constituye por las ventas efectuadas de la potencia y energía, estos ingresos se obtienen al multiplicar el precio de la energía por la energía que se consume y el precio de la potencia por la potencia que se demanda, estos rubros se muestran en la Tabla 20.

**Tabla 20. Precio medio de venta para camaroneros [23].**

Precio medio de venta (Bombeo de agua camaroneros)		
	Participación	UN GLR
07 a 22 h	0.5	0.061
22 a 07 h	0.5	0.049
(USD/kW)		4.576

La facturación de potencia aplica para los casos en que se abastece cargas considerablemente grandes, ya que la empresa eléctrica se ve en la obligación de instalar más equipos (transformadores, subestaciones o líneas de subtransmisión) para suplir la demanda requerida, es decir conlleva a gastos extras por infraestructura que aseguren el abastecimiento de estas potencias puntuales, asumiendo costos fijos. En la Tabla 21 se muestra la facturación pronosticada para el periodo de estudio (15 años).

**Tabla 21. Facturación de potencia y energía.**

Año	Facturación Potencia	Facturación Energía	Facturación TOTAL (USD)
0	-	-	-
1	525,703	1,614,390	2,140,093
2	792,615	2,434,052	3,226,667
3	1,059,527	3,253,715	4,313,241
4	1,326,438	4,073,377	5,399,815
5	1,593,350	4,893,040	6,486,389
6	1,860,261	5,712,702	7,572,963
7	2,127,173	6,532,364	8,659,537
8	2,394,085	7,352,027	9,746,111
9	2,660,996	8,171,689	10,832,685
10	2,927,908	8,991,352	11,919,259
11	2,986,466	9,171,179	12,157,645
12	3,046,195	9,354,602	12,400,798
13	3,107,119	9,541,694	12,648,813
14	3,169,262	9,732,528	12,901,790
15	3,232,647	9,927,179	13,159,826

## 3.5 Costos e Inversión

### 3.5.1 Inversión inicial

En este proyecto se tiene como inversión los costos referentes al diseño de las líneas de subtransmisión y al de la subestación eléctrica de distribución de 24 MVA, por esto al año cero se tiene una inversión equivalente a la suma de ambos montos. A pesar de que la parte técnica de este proyecto no abarca a las futuras subestaciones eléctricas de 24 MVA que tendrá la isla Puná con las cuales se logra alcanzar la demanda de 68.45 MW, estos montos se consideran para las inversiones posteriores que son reflejadas en el año 4 y año 8.

El rubro del costo de inversión para una subestación de distribución se lo obtiene a partir del precio de 169,479.17 USD/MVA cuya información fue obtenida de la base de datos de CNEL.

El desglose del presupuesto de las líneas de subtransmisión para los dos escenarios se detalla en el Anexo C.

## 3.6 Costos de Operación y Mantenimiento

**Tabla 22. Porcentaje de inversión para costo de O&M según los componentes del proyecto.**

TIPO DE PROYECTO	Costo O&M (% Inversión)	Año de duración
Sistema de Transmisión	3%	35
Líneas de Subtransmisión	3%	35
S/E de distribución	4%	30

Los costos de operación y mantenimiento se obtienen multiplicando la inversión que se realiza con un porcentaje de inversión por etapas del proyecto, en este caso se utilizan los componentes de Líneas de Subtransmisión y las de S/E de distribución con 3% y 4% respectivamente, como se indica en la Tabla 22. Estos porcentajes se obtienen de la regulación 009-00 elaborada por el ARCONEL, el cual determina que porcentaje de los activos totales se utilizan para mantener dichos activos por etapas y subetapas, estos son considerados costos incrementales puesto que

representan a costos muy pequeños en comparación a los que ya se tienen en una unidad de negocio.

También se debe considerar un porcentaje de inflación el cual incrementará el costo de operación y mantenimiento para los años posteriores, en este caso se utilizará un porcentaje de inflación del 2% obtenido del sitio web del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC).

### 3.7 Costos de Compra de Energía

**Tabla 23. Costo medio de compra según las unidades de negocios**

	Costo medio de compra		
	2016	2017	2018
Guayaquil	0.0501	0.0459	0.0407
Guayas Los Ríos	0.0498	0.0456	0.0402

Para obtener el costo de compra de energía se debe multiplicar la energía que se compra a CELEC por el costo medio de compra según la unidad de negocio pertinente en este caso UN Guayas Los Ríos cuyo valor es 0.0402 USD/kWh, este valor es obtenido de la estadística anual del sector eléctrico del Ecuador elaborado por ARCONEL, dicha información se aprecia en la Tabla 23.

### 3.8 Costos de Pérdidas

Para obtener el valor de las pérdidas técnicas de potencia del sistema se utilizó el resultado de pérdidas obtenidas en las simulaciones en el software “CYME 8.1” en los primeros 3 años, para los demás años se realizó una proyección en base a los valores de los años iniciales, para obtener la cantidad de energía perdida se debe utilizar un factor de carga de pérdidas, el cual se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Fcp = 0.7(Fc)^2 + 0.3 Fc; \quad Fcp \leq 1 \quad (3.1)$$

Donde el factor de carga a considerar para la agroindustria es de 0.35, según lo mencionado anteriormente.

Finalmente, para determinar los costos referentes a las pérdidas técnicas de energía del sistema se debe multiplicar los valores de pérdidas técnicas de energía por el costo medio de compra a CELEC según la unidad de negocio, en este caso corresponde a 0.0402 USD/kWh para la unidad de negocio Guayas Los Ríos.

### 3.9 Flujo de Efectivo

A partir de los ingresos y todos los costos obtenidos en la sección anterior, se calcula el flujo de efectivo para un horizonte de 15 años, con el fin de calcular la rentabilidad del proyecto.

Para el siguiente flujo de efectivo se consideran dos escenarios:

**Escenario 1:** Sistema de subtransmisión que parte de la subestación “Posorja II”.

**Tabla 24. Flujo de efectivo para el escenario 1**

Año	INVERSIÓN CON RECURSOS PROPIOS	MARGEN NETO POR VENTA DE ENERGÍA CNEL EP(USD)	Costos de O&M CNEL EP (US\$)	Costos de Pérdidas técnicas CNEL EP (US\$)	Flujo de efectivo CNEL EP (USD)
0	11,604,347	-	-	-	- 11,604,347
1	-	933,045.95	388,805	8	544,233
2	-	1,406,774.55	396,582	18	1,010,175
3	-	1,880,503.15	404,513	34	1,475,956
4	5,067,500	2,354,231.76	412,603	43	- 3,125,915
5	-	2,827,960.36	605,303	51	2,222,606
6	-	3,301,688.97	617,409	60	2,684,219
7	-	3,775,417.57	629,758	69	3,145,591
8	4,867,500	4,249,146.17	642,353	77	- 1,260,784
9	-	4,722,874.78	829,053	86	3,893,736
10	-	5,196,603.38	845,634	94	4,350,875
11	-	5,300,535.45	862,547	96	4,437,892
12	-	5,406,546.16	879,798	98	4,526,650
13	-	5,514,677.08	897,393	100	4,617,183
14	-	5,624,970.62	915,341	102	4,709,527
15	-	5,737,470.04	933,648	104	4,803,718

**Escenario 2:** Sistema de subtransmisión que parte de la subestación “Bahía Muyuyo”.

**Tabla 25. Flujo de efectivo para el escenario 2**

Año	INVERSIÓN CON RECURSOS PROPIOS	MARGEN NETO POR VENTA DE ENERGÍA CNEL EP(USD)	Costos de O&M CNEL EP (US\$)	Costos de Pérdidas técnicas CNEL EP (US\$)	Flujo de efectivo CNEL EP (USD)
0	11,545,418	-	-	-	- 11,545,418
1	-	933,045.95	387,038	8	546,000
2	-	1,406,774.55	394,778	18	1,011,978
3	-	1,880,503.15	402,674	34	1,477,795
4	5,067,500	2,354,231.76	410,727	43	- 3,124,038
5	-	2,827,960.36	603,427	51	2,224,482
6	-	3,301,688.97	615,496	60	2,686,133
7	-	3,775,417.57	627,806	69	3,147,543
8	4,867,500	4,249,146.17	640,362	77	- 1,258,793
9	-	4,722,874.78	827,062	86	3,895,727
10	-	5,196,603.38	843,603	94	4,352,906
11	-	5,300,535.45	860,475	96	4,439,964
12	-	5,406,546.16	877,685	98	4,528,763
13	-	5,514,677.08	895,238	100	4,619,338
14	-	5,624,970.62	913,143	102	4,711,725
15	-	5,737,470.04	931,406	104	4,805,960

### Cálculo de la Rentabilidad

Para medir la viabilidad del presente proyecto y determinar si es favorable o no el desarrollo de este, se utilizarán dos indicadores financieros: el Valor Actual Neto (VAN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

#### Valor Actual Neto (VAN)

Con este indicador se traen los flujos de efectivos futuros al año cero aplicando una tasa de descuento, descontando la inversión inicial. Si luego de este cálculo se obtiene un valor mayor o igual a cero, el proyecto es viable.

Para el cálculo del VAN se debe utilizar una tasa de descuento que para este caso se considera el 10.80% que es un valor que se usa para proyectos de inversión pública.

### **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

El cálculo de la TIR permite determinar la rentabilidad de un proyecto considerando los flujos futuros y la inversión inicial. En otras palabras, es la tasa de descuento con la que el VAN es igual a cero. Si la TIR supera la tasa de descuento se acepta el proyecto.

**Tabla 26. Indicadores de rentabilidad para los escenarios.**

	Escenario 1	Escenario 2
<b>TASA DESC.</b>	10.80%	10.80%
<b>VAN F</b>	\$ 1,711,559.53	\$ 1,784,512.14
<b>TIR F</b>	12.44%	12.51%

De los datos presentados en la Tabla 26, se puede concluir lo siguiente para los distintos escenarios:

#### **Escenario 1**

VAN>0 y TIR>tasa de descuento utilizada; lo que indica que se recupera toda la inversión en este escenario y se cuenta con una rentabilidad superior a la solicitada.

#### **Escenario 2**

VAN>0 y TIR>tasa de descuento utilizada; por tanto, se recupera toda la inversión en este escenario y se cuenta con una rentabilidad superior a la solicitada.

# CAPITULO 4

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el diseño de un sistema de subtransmisión eléctrico que permita abastecer la carga futura en la Isla Puná, demandada por las comunidades, la planta desalinizadora de Interagua y los proyectos acuícolas, se muestran las siguientes conclusiones y recomendaciones.

### 4.1 CONCLUSIONES

Considerando una profundidad máxima de 60 m, para realizar el cruce del “Canal del Morro” se utilizó un cable submarino tripolar de 37 hilos de alambre de cobre, con cable de fibra óptica OPGW de 48 hilos, para un nivel de voltaje nominal de 76 kV hasta 132 kV, cuyo material aislante es “polietileno reticulado (XLPE)”, ya que presenta menores pérdidas dieléctricas. Además, se consideró el método de tendido “Surface Laying” y para su aterrizaje las técnicas de “Jetting”, permitiendo la interconexión entre la Isla Puná y la parroquia rural Posorja.

Mediante el diseño de los dos posibles escenarios del sistema de subtransmisión en el programa “CYME 8.1”, se realizaron simulaciones de flujos de carga, con lo cual, se determinó que ambos escenarios son factibles, ya que no presentan problemas de sobrecargas, bajo voltaje o sobre voltaje en las líneas del sistema de subtransmisión.

De acuerdo con el análisis económico realizado para ambos escenarios, se obtuvo que el escenario 1 ofrece un VAN de \$1,711,559 y una TIR del 12.44%, mientras que el escenario 2 tiene un VAN \$1,784,512 y una TIR del 12.51%, para los dos casos se obtuvo un VAN positivo y una TIR superior a la tasa de descuento utilizada, resultando ambos proyectos económicamente viables. Sin embargo, de acuerdo con el análisis técnico se considera que la mejor alternativa es el escenario 1, debido a que la subestación de partida “Posorja II” será una subestación completamente nueva con un nivel de voltaje de 138/69 kV y que contará con mayor capacidad, lo que permitirá abastecer la carga futura en la Isla Puná; mientras que

para el escenario 2, la subestación de partida “Bahía Muyuyo” cuenta con un nivel de voltaje de 69/13.8 kV y actualmente ya suple la demanda de sectores cercanos a su ubicación, lo cual limita su capacidad y no garantiza que pueda suplir con toda la demanda futura en Puná.

## 4.2 RECOMENDACIONES

Por lo expuesto en las conclusiones las cuales han reafirmado los objetivos específicos se recomienda:

El programa “DLT CAD” requiere la ubicación de los puntos topográficos, en caso de no contar con un equipo de “estación total”, se recomienda realizar el levantamiento topográfico en Google Earth Pro cada 30 metros para obtener una aproximación más precisa del perfil topográfico por donde cruzará la línea.

Considerar trabajar con puntos georreferenciados para obtener un correcto trazado de la línea de subtransmisión y posteriormente seleccionar las estructuras según el tipo de zona por donde se encuentra el trazado de esta ruta, ya sea zona rural o urbana.

Se recomienda realizar el análisis ambiental de la ruta optima, ya que el presente trabajo priorizó los análisis económicos y técnicos.

Posteriormente al acople de la Isla Puná con el SNI, mantener las centrales térmicas actualmente instaladas, para otorgar mayor continuidad en el servicio eléctrico a la población y abonados especiales, si se produjera una falla en el sistema.

## 5 TRABAJOS CITADOS

- [1] EcuRed contributors, «Foro Económico Mundial,» EcuRed, 14 Julio 2019. [En línea]. Available: [https://www.ecured.cu/Foro\\_Econ%C3%B3mico\\_Mundial](https://www.ecured.cu/Foro_Econ%C3%B3mico_Mundial). [Último acceso: 14 Julio 2019].
- [2] L. A. García, «Índice del Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial (IDAEM),» Instituto de Competitividad, Montevideo, 2016.
- [3] EL COMERCIO, «La matriz energética del Ecuador todavía depende del petróleo,» 9 Mayo 2019.
- [4] GOOGLE LLC, «google.com/maps,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps/place/Isla+Pun%C3%A1/@-2.8651541,-80.3671177,10z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x9032588d72b0e3cb:0x699caa758a7ff869!8m2!3d-2.854921!4d-80.1428584>. [Último acceso: 19 Junio 2019].
- [5] CONELEC, «Boletín Estadístico del Sector Ecuatoriano,» Directorio del Consejo Nacional de Electricidad, Quito, 2010.
- [6] O. Victor, «Influencia del Sistema Nacional de Transmisión en la seguridad del suministro de energía a nivel nacional,» Quito, 1994.
- [7] F. H. N. Ramírez, «EXPERTOSENRED,» 2015. [En línea]. Available: <http://expertosenred.olade.org/wp-content/uploads/sites/6/2016/07/Centrales-de-Generacion-y-Subestaciones-Electricas-Francisco-H.-Nunez-Ramirez.pdf>. [Último acceso: 2019 6 13].
- [8] SECTORELECTRICIDAD, «SECTORELECTRICIDAD,» 11 9 2013. [En línea]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/5669/conductores-electricos-seleccion/>. [Último acceso: 19 6 2019].
- [9] E. R. Loor, «Estudios y Diseño de la línea de Sub transmisión a 69 Kilovoltios "Winchile - Rocafuerte",» Quito, 2013.
- [10] D. G. Canca, «DISEÑO DE CABLES ELÉCTRICOS SUBMARINOS DE BAJA EMISIÓN MAGNÉTICA,» Sevilla, 2015.
- [11] NEXANS, «Submarine Power Cables,» Hannover, 2013.
- [12] ECURED, «ecured.cu,» 14 Noviembre 2014. [En línea]. Available: [https://www.ecured.cu/Cable\\_el%C3%A9ctrico](https://www.ecured.cu/Cable_el%C3%A9ctrico). [Último acceso: 12 Junio 2019].

- [13] R. Á. Ramos, «Cable submarino; conexión DWDM entre continentes,» Universidad técnica de Madrid, Madrid, 2017.
- [14] A. Ingenieros, «DLT-CAD,» ABS Ingenieros, 2018. [En línea]. Available: <https://dlt-cad.com/funcionalidades/>. [Último acceso: 15 7 2019].
- [15] CNEL EP - UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL, «CONSTRUCCION DE LA LINEA DE 69 KV SUBTRANSMISION ELECTROQUIL - SALITRAL.,» Guayaquil, 2015.
- [16] MAGAP, «Oficio Nro. MAGAP-SUBACUA-DSA-2015-0393-O,» Guayaquil, 2015.
- [17] EMPRESA PÚBLICA DE SERVICIOS ESPOL TECH EP, «PREFACTIBILIDAD PARA CONECTAR CAMARONERAS DEL LITORAL ECUATORIANO A LAS REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN,» Guayaquil, 2015.
- [18] ESRI, *ArcGIS 10.1*, 2012.
- [19] Google LLC., *Google Earth Pro*, 2019.
- [20] CONSULTORA ELIZADES, «ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL PUNA,» GUAYAQUIL, 2015.
- [21] EATON, *CYME 8.1*, Canadá, 2017.
- [22] ABS INGENIEROS SAC, *DLT-CAD*, LIMA, 2018.
- [23] ARCONEL, «PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CODIFICADO.,» QUITO, 2019.
- [24] Red eléctrica España, «Enlace electrico Mayorca Ibiza,» Mallorca, 2013.

## ANEXOS

### Anexo A

#### Cuestionario de la Entrevista realizada a biólogos camaronero

Pregunta 1- ¿Cada cuánto tiempo se cosecha?

Depende del tipo de camarón que se desee, aproximadamente 100 días.

Pregunta 2- ¿Qué tan a menudo se requiere usar la estación de bombeo?

Cada 8 horas dependiendo de la marea.

Pregunta 3- ¿Cuántas horas se bombea durante el día?

8 horas diarias (aproximadamente 4 horas por marea).

Pregunta 4- ¿Para qué se necesita bombear agua?

Para renovar y consecuentemente oxigenar el estanque o piscina.

Para recuperar perdidas por percolación y evaporación.

Pregunta 5- ¿Qué tiempo puede mantenerse el camarón en buen estado sin bombear agua?

Depende de la biomasa del estanque y del cultivo del camarón (tecnificación).

Pregunta 6- ¿Qué otro método de oxigenación se aplica en las camaroneras?

Aireadores de paleta, en casos de emergencia aplicar un O2 comercial o peróxido de hidrogeno.

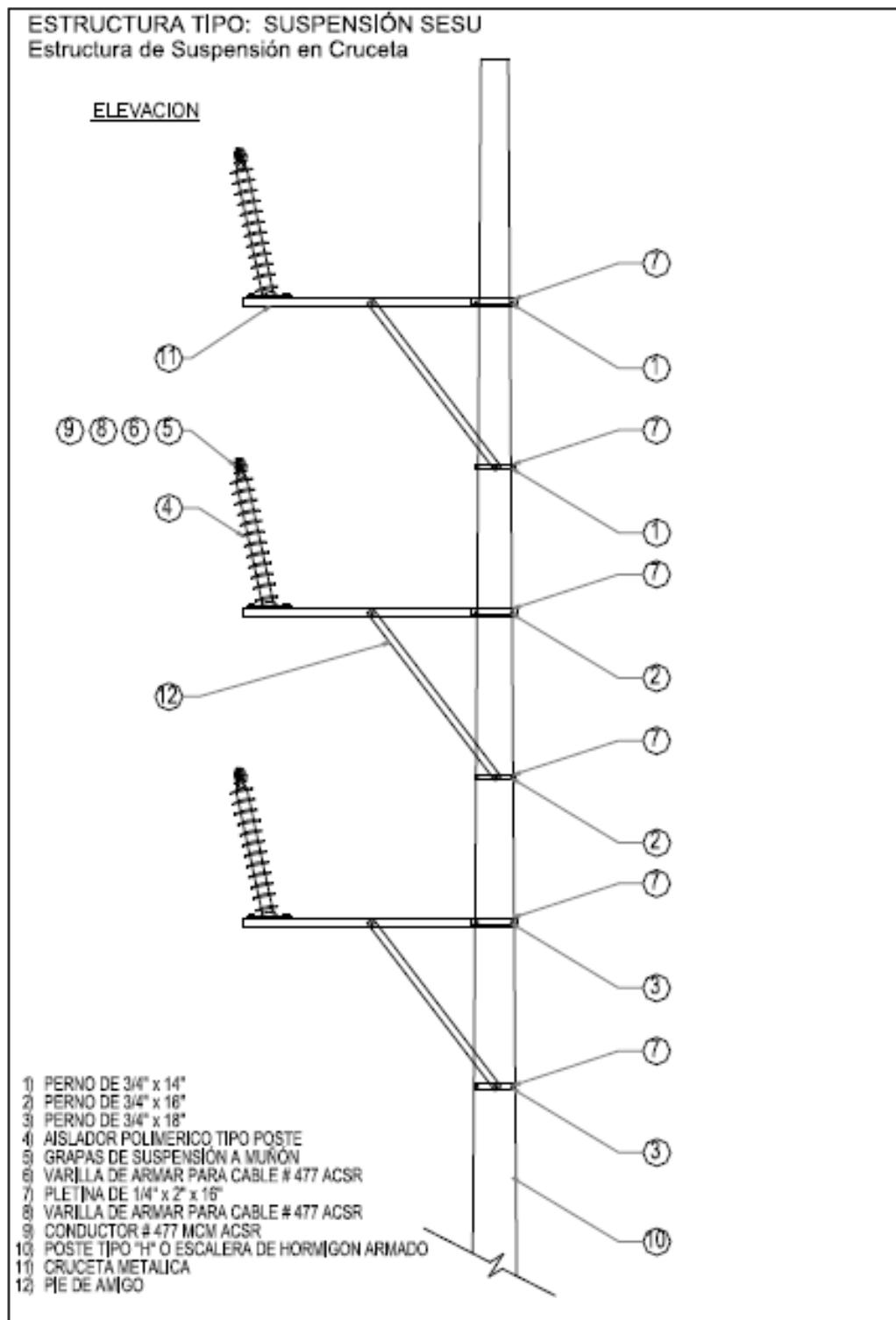
Pregunta 7- ¿Cuántas horas al día se emplea los aireadores?

De acuerdo con la forma de crianza, entre 10 y 24 horas cuando están en operación.

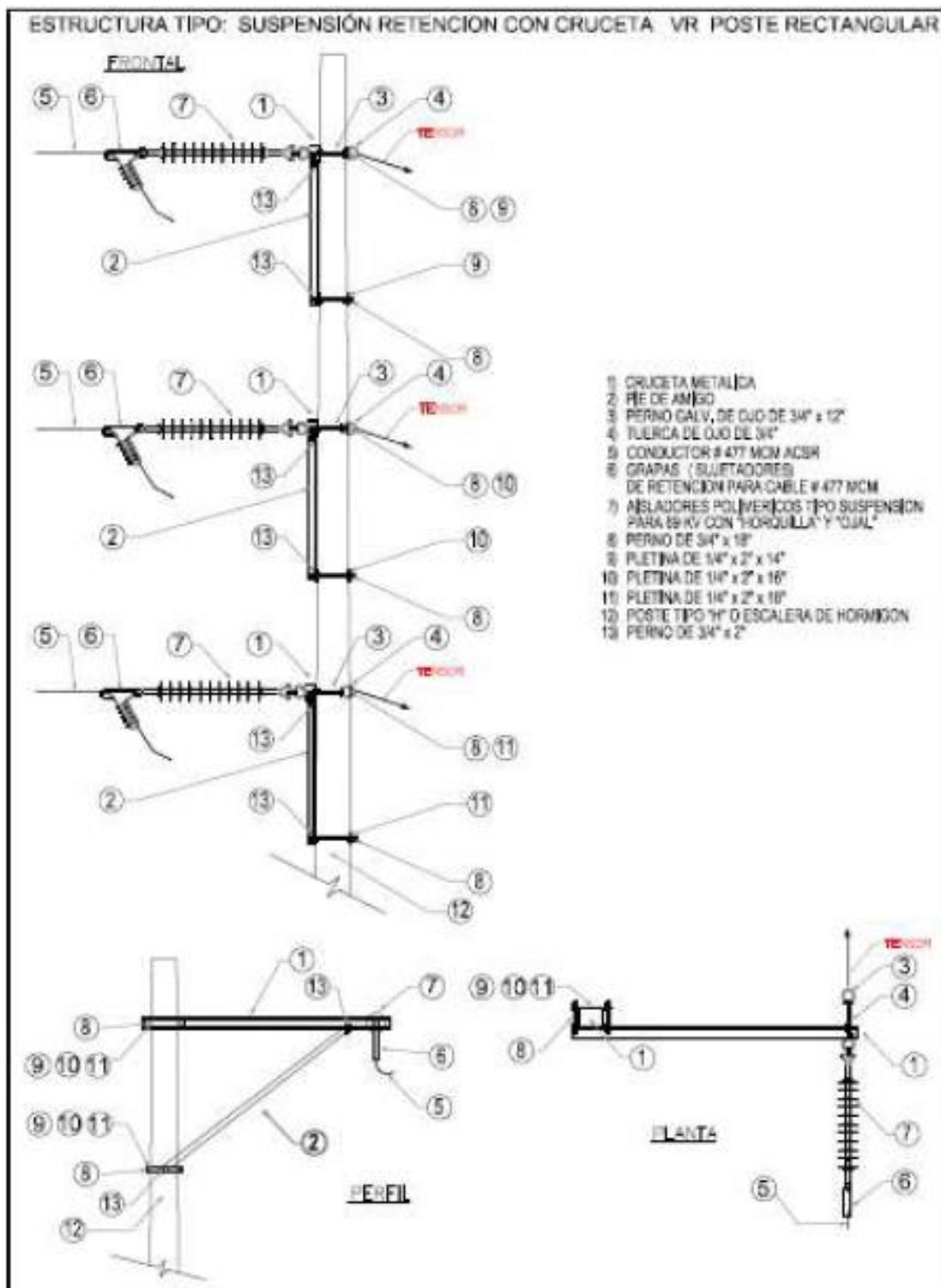
## Anexo B

### Estructuras para utilizar en el proyecto

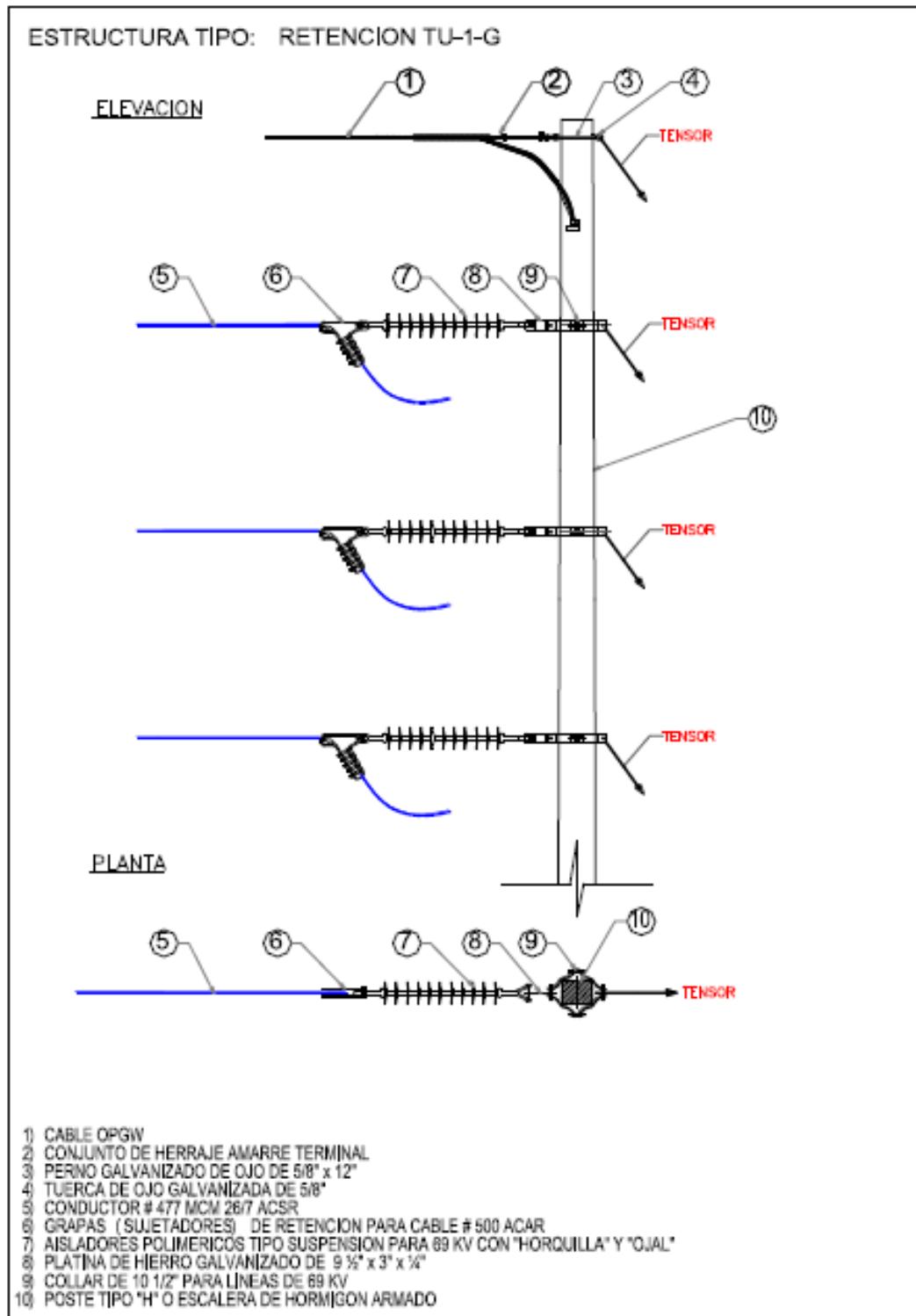
#### a) Estructura de suspensión de circuito simple SU1GV



## b) Estructura de Retención de circuito simple RU1G

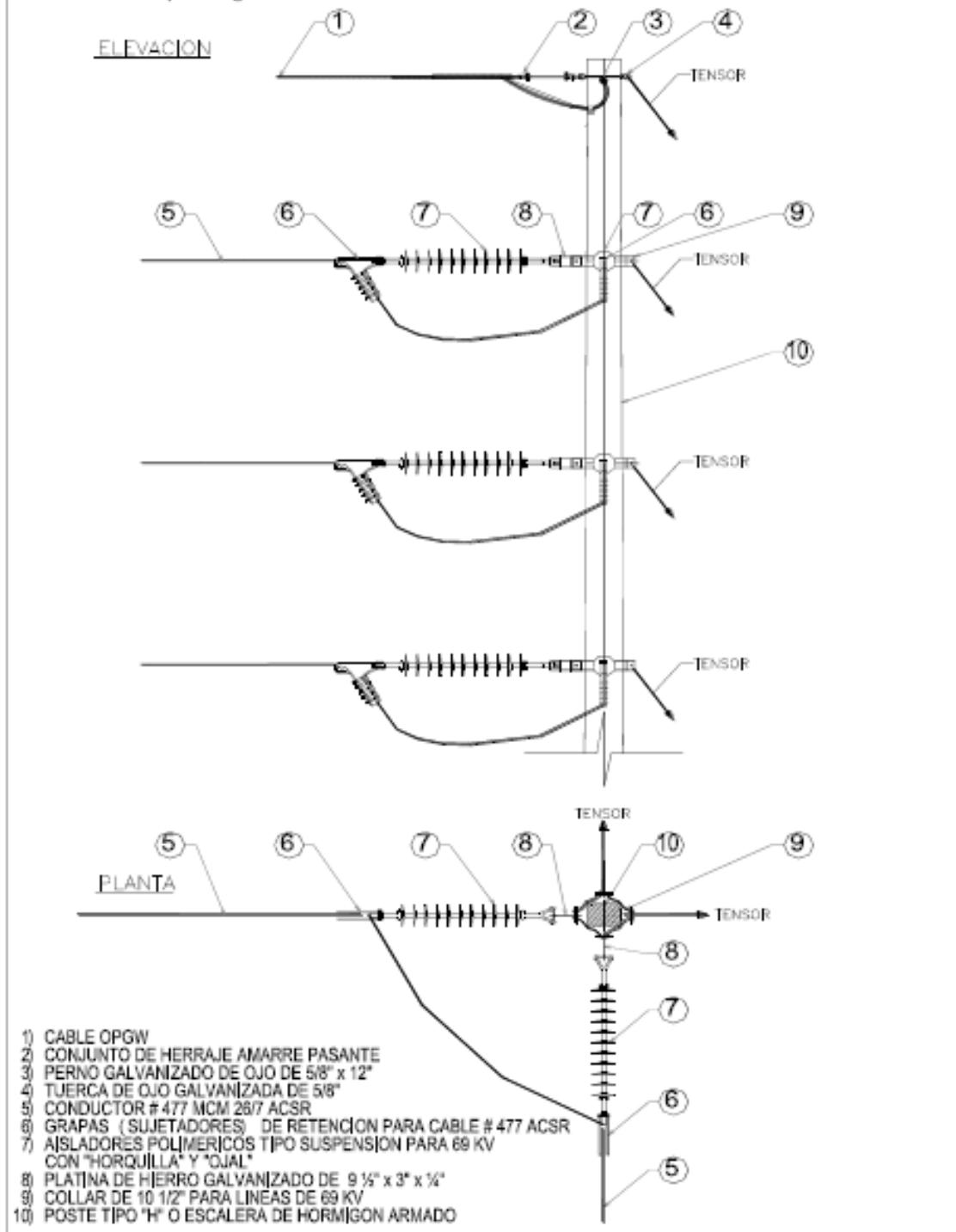


**c) Estructura Terminal de circuito simple TU1G**



#### d) Estructura Angular de circuito simple AU190°G- AU130°G

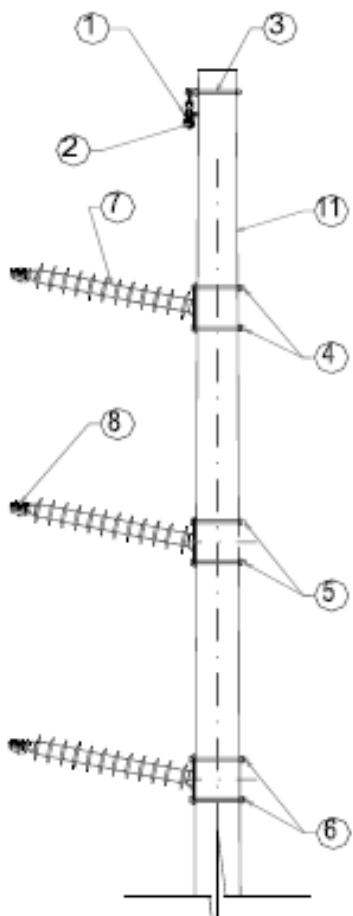
ESTRUCTURA TIPO: RETENCION AU-1-90°-G  
Estructura Tipo Angular Urbana a 90°



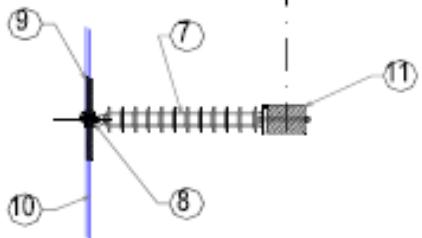
### e) Estructura de Suspensión SU-1-G

#### ESTRUCTURA TIPO: SUSPENSIÓN SU-1-G

##### ELEVACION



##### PLANTA



- 1) CABLE OPGW
- 2) CONJUNTO DE HERRAJE DE SUSPENSION
- 3) PERNO GALVANIZADO DE OJO DE 5/8" x 12"
- 4) PERNO DE 3/4" x 14"
- 5) PERNO DE 3/4" x 16"
- 6) PERNO DE 3/4" x 18"
- 7) AISLADOR POLIMERO TIPO POSTE
- 8) GRAPAS DE SUSPENSION A MUÑON
- 9) VARILLA DE ARMAR PARA CABLE # 477 MCM 26/7 ACSR
- 10) CONDUCTOR # 477 MCM 26/7 ACSR
- 11) POSTE TIPO "H" O ESCALERA DE HORMIGON ARMADO

## Anexo C

### Presupuestos

#### a) Presupuesto Escenario 1 (Posorja II – Isla Puná)

RUBRO	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD \$	COSTO TOTAL USD \$
<b>1</b>	<b>Estructuras de Acero Galvanizado y Postes de Hormigon Armado (Suministro y Montaje)</b>				
1.1	Torre de celosía	Ton	276	\$ 3,500.00	\$ 966,000.00
1.2	Postes rectangulares de hormigon de 21 m x 2400kg	c/u	18	\$ 3,100.00	\$ 55,800.00
1.3	Postes rectangulares de hormigon de 23m x 2400kg	c/u	6	\$ 3,370.00	\$ 20,220.00
<b>2</b>	<b>Tendido Conductores y Accesorios para conexiones electricas (Suministro y Montaje)</b>				
2.1	Conductor ACAR 750 MCM 18/19	m.	55,260	\$ 4.90	\$ 270,774.00
2.2	Cable desnudo de copperweld calibre N°2AWG para puesta a tierra	m.	560	\$ 4.32	\$ 2,419.20
2.3	Varillas de puesta a tierra de copperweld 5/8" x 10" suministrada con conector para Cable de copperweld desnudo N°2AWG	c/u	70	\$ 78.00	\$ 5,460.00
2.4	Terminal ojo, para cable de copperweld N°2AWG	c/u	70	\$ 6.39	\$ 447.30
<b>3</b>	<b>Aisladores, Herrajes y Accesorios (Suministro y Montaje)</b>				
3.1	Sub - Ensamblaje tipo PS suspension, incluye aisladores y accesorios	c/u	13	\$ 1,500.00	\$ 19,500.00
3.3	Sub - Ensamblaje tipo PR retenida, incluye aisladores y accesorios	c/u	6	\$ 2,700.00	\$ 16,200.00
3.4	Sub - Ensamblaje tipo PA angular, incluye aisladores y accesorios	c/u	11	\$ 1,750.00	\$ 19,250.00
3.5	Grapas de ranuras paralelas para conductor ACAR 750 MCM	c/u	24	\$ 39.25	\$ 942.00
3.6	Amortiguadores para conductor ACAR 750 MCM	c/u	480	\$ 52.36	\$ 25,132.80
3.7	Tensor, incluye accesorios y anclaje a suelo	c/u	78	\$ 387.00	\$ 30,186.00
<b>4</b>	<b>Fibra Optica y Accesorios (Suministro, Montaje y Tendido)</b>				
4.1	Cable OPGW de 48 fibras	m.	18,420	\$ 5.10	\$ 93,942.00
4.2	Cajas de empalme intermedia para cable OPGW de 48 fibras	c/u	2	\$ 895.00	\$ 1,790.00
4.3	Cajas de empalme terminales para cable OPGW de 48 fibras	c/u	2	\$ 895.00	\$ 1,790.00
4.4	Accesorios para Suspensión OPGW	c/u	70	\$ 198.00	\$ 13,860.00
<b>5</b>	<b>Tramo de linea Submarina (Suministro, Montaje y Tendido)</b>				
5.1	Suministro y acopio de cable de potencia 76/132 3x1x630/300 mm2	m.	3600	\$ 421.80	\$ 1,518,480.00
5.2	Empalme para cable tripolar 76/132 3x1x630/300 mm2 incluye anillos y mallas para transición	c/u	6	\$ 705.88	\$ 4,235.28
5.3	Puntas terminales para cable tripolar 76/132 3x1x630/300 mm2 incluye conectores de compresión	c/u	6	\$ 2,400.00	\$ 14,400.00
5.4	Total transporte, tendido y proteccion.	c/u	1	\$ 2,000,000.00	\$ 2,000,000.00
5.5	Ensayos finales cable submarino	c/u	1	\$ 270,000.00	\$ 270,000.00

5.6	Dirección técnica, supervisión y vigilancia de las actividades de construcción	c/u	1	\$ 37,500.00	\$ 37,500.00
<b>6</b>	<b>Seccionador bajo carga (Suministro y Montaje)</b>				
6.1	Seccionador bajo carga de 3 Polos, motorizado, terminal doble para 69kV y 1200Amp.	c/u	3	\$ 30,000.00	\$ 90,000.00
6.2	Transformador de Potencial 69/ $\sqrt{3}$ Kv	c/u	2	\$ 15,000.00	\$ 30,000.00
<b>7</b>	<b>Módulo de línea 69 kV (Suministro y Montaje)</b>				
7.1	Bahía de salida para alimentador de 69kV	c/u	1	\$ 500,000.00	\$ 500,000.00
				<b>TOTAL</b>	\$ 6,008,328.58
				<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	12%
				<b>SUBTOTAL</b>	\$ 6,729,328.01
				<b>IVA</b>	12%
				<b>SUBTOTAL + IVA</b>	<b>\$ 7,536,847.37</b>

### b) Presupuesto Escenario 2 (Bahía Muyuyo – Isla Puná)

RUBRO	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO USD \$	COSTO TOTAL USD \$
<b>1</b>	<b>Estructuras de Acero Galvanizado y Postes de Hormigon Armado (Suministro y Montaje)</b>				
1.1	Torre de celosía	Ton	270	\$ 3,500.00	\$ 945,000.00
1.2	Postes rectangulares de hormigon de 21 m x 2400kg	c/u	17	\$ 3,100.00	\$ 52,700.00
1.3	Postes rectangulares de hormigon de 23m x 2400kg	c/u	4	\$ 3,370.00	\$ 13,480.00
<b>2</b>	<b>Tendido Conductores y Accesorios para conexiones electricas (Suministro y Montaje)</b>				
2.1	Conductor ACAR 750 MCM 18/19	m.	52,533	\$ 4.90	\$ 257,411.70
2.2	Cable desnudo de copperweld calibre N°2AWG para puesta a tierra	m.	528	\$ 4.32	\$ 2,280.96
2.3	Varillas de puesta a tierra de copperweld 5/8" x 10" suministrada con conector para Cable de copperweld desnudo N°2AWG	c/u	66	\$ 78.00	\$ 5,148.00
2.4	Terminal ojo, para cable de copperweld N°2AWG	c/u	66	\$ 6.39	\$ 421.74
<b>3</b>	<b>Aisladores, Herrajes y Accesorios (Suministro y Montaje)</b>				
3.1	Sub - Ensamblaje tipo PS suspension, incluye aisladores y accesorios	c/u	12	\$ 1,500.00	\$ 18,000.00
3.3	Sub - Ensamblaje tipo PR retenida, incluye aisladores y accesorios	c/u	8	\$ 2,700.00	\$ 21,600.00
3.4	Sub - Ensamblaje tipo PA angular, incluye aisladores y accesorios	c/u	6	\$ 1,750.00	\$ 10,500.00
3.5	Grapas de ranuras paralelas para conductor ACAR 750 MCM	c/u	26	\$ 39.25	\$ 1,020.50
3.6	Amortiguadores para conductor ACAR 750 MCM	c/u	520	\$ 52.36	\$ 27,227.20
3.7	Tensor, incluye accesorios y anclaje a suelo	c/u	93	\$ 387.00	\$ 35,991.00
<b>4</b>	<b>Fibra Optica y Accesorios (Suministro, Montaje y Tendido)</b>				
4.1	Cable OPGW de 48 fibras	m.	17,511	\$ 5.10	\$ 89,306.10

4.2	Cajas de empalme intermedia para cable OPGW de 48 fibras	c/u	2	\$ 895.00	\$ 1,790.00
4.3	Cajas de empalme terminales para cable OPGW de 48 fibras	c/u	2	\$ 895.00	\$ 1,790.00
4.4	Accesorios para Suspensión OPGW	c/u	66	\$ 198.00	\$ 13,068.00
<b>5</b>	<b>Tramo de linea Submarina (Suministro, Montaje y Tendido)</b>				
5.1	Suministro y acopio de cable de potencia 76/132 3x1x630/300 mm2	m.	3600	\$ 421.80	\$ 1,518,480.00
5.2	Empalme para cable tripolar 76/132 3x1x630/300 mm2 incluye anillos y mallas para transición	c/u	6	\$ 705.88	\$ 4,235.28
5.3	Puntas terminales para cable tripolar 76/132 3x1x630/300 mm2 incluye conectores de compresión	c/u	6	\$ 2,400.00	\$ 14,400.00
5.4	Total transporte, tendido y protección.	c/u	1	\$ 2,000,000.00	\$ 2,000,000.00
5.5	Ensayos finales cable submarino	c/u	1	\$ 270,000.00	\$ 270,000.00
5.6	Dirección técnica, supervisión y vigilancia de las actividades de construcción	c/u	1	\$ 37,500.00	\$ 37,500.00
<b>6</b>	<b>Seccionador bajo carga (Suministro y Montaje)</b>				
6.1	Seccionador bajo carga de 3 Polos, motorizado, terminal doble para 69kV y 1200Amp.	c/u	3	\$ 30,000.00	\$ 90,000.00
6.2	Transformador de Potencial 69/ $\sqrt{3}$ Kv	c/u	2	\$ 15,000.00	\$ 30,000.00
<b>7</b>	<b>Módulo de línea 69 kV (Suministro y Montaje)</b>				
7.1	Bahía de salida para alimentador de 69kV	c/u	1	\$ 500,000.00	\$ 500,000.00
				<b>TOTAL</b>	<b>\$ 5,961,350.48</b>
				<b>COSTOS INDIRECTOS</b>	<b>12%</b>
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 6,676,712.54</b>
				<b>IVA</b>	<b>12%</b>
				<b>SUBTOTAL + IVA</b>	<b>\$ 7,477,918.04</b>

## Anexo D

### a) Tabla de estructuras para ruta Posorja II

Nodo	Vano	Estructura	Soportes MEER	Tipo	Conductor Cantidad	Vano H.(m)	Angulo(°g)	Vano Viento(m)	VAno Peso(m)	PUESTAS A TIERRA
				Tipo	Cantidad					
	0	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	0				PT0-0DC2_1
0	0-1	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	227.43	0°	113.72	71.91	PT0-0DC2_1
1	1-2	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	203.08	6°23'32.89" I	215.26	268.9	PT0-0DC2_1
2	2-3	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	201.06	0°	202.07	190.55	PT0-0DC2_1
3	3-4	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	209.15	0°	205.11	205.2	PT0-0DC2_1
4	4-5	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	182.48	0°	195.81	195.9	PT0-0DC2_1
5	5-6	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	200.32	0°	191.4	197.34	PT0-0DC2_1
6	6-7	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	234.31	0°	217.31	204.76	PT0-0DC2_1
7	7-8	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	142.97	26°58'14.48" D	188.64	220.96	PT0-0DC2_1
8	8-9	AU190°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	269.49	0°	206.23	121.37	PT0-0DC2_1
9	9-10	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	143.49	6°41'30.68" D	206.49	251.06	PT0-0DC2_1
10	10-11	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	176.99	0°	160.24	190.7	PT0-0DC2_1
11	11-12	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	205.59	90°22'54.53" D	191.29	132.1	PT0-0DC2_1
12	12-13	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	188.67	0°	197.13	227.07	PT0-0DC2_1
13	13-14	SU1GV-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	235.54	94°20'7.31" I	212.11	299.68	PT0-0DC2_1
14	14-15	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	254.04	0°	244.79	214.98	PT0-0DC2_1
15	15-16	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	250.18	0°	252.11	182.82	PT0-0DC2_1
16	16-17	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	174.7	16°49'52.31" I	212.44	269.43	PT0-0DC2_1
17	17-18	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	170.24	0°	172.47	166.16	PT0-0DC2_1
18	18-19	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	181.06	0°	175.65	152.6	PT0-0DC2_1
19	19-20	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	231.38	9°2'24.80" D	206.22	224.37	PT0-0DC2_1
20	20-21	SU1GV-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	238.41	2°26'20.36" D	234.9	247.98	PT0-0DC2_1
21	21-22	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	243.29	0°	240.85	232.3	PT0-0DC2_1
22	22-23	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	228.78	0°	236.04	205.91	PT0-0DC2_1
23	23-24	AU190°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	212.3	51°18'46.15" I	220.54	246.29	PT0-0DC2_1
24	24-25	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	258.33	0°	235.32	246.58	PT0-0DC2_1
25	25-26	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	202.88	0°	230.61	183.76	PT0-0DC2_1
26	26-27	AU190°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	199.63	0°	201.26	228.6	PT0-0DC2_1
27	27-28	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	206.19	16°9'31.32" I	202.91	183.15	PT0-0DC2_1
28	28-29	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	219.61	0°	212.9	239.74	PT0-0DC2_1
29	-	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1		0	0°	109.8	93.17	PT0-0DC2_1

**b) Tabla de estructuras para ruta Bahía Muyuyo**

Nodo	Vano	Estructura	Soportes MEER	Tipo	Conductor/Cantidad	Vano H.(m)	Angulo(°g)	Vano Viento(m)	VAno Peso(m)	PUESTAS A TIERRA
			Tipo	Cantidad						
	0	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	0				PT0-0DC2_1
0	0-1	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	250.08	0°	125.04	75.13	PT0-0DC2_1
1	1-2	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	179.49	0°	214.79	218.69	PT0-0DC2_1
2	2-3	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	207.41	0°	193.45	270.46	PT0-0DC2_1
3	3-4	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	276.38	0°	241.89	208.81	PT0-0DC2_1
4	4-5	RU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	220.41	0°	248.4	213.46	PT0-0DC2_1
5	5-6	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	192.57	0°	206.49	237.64	PT0-0DC2_1
6	6-7	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	145.23	0°	168.9	188.3	PT0-0DC2_1
7	7-8	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	187.19	0°	166.21	184.89	PT0-0DC2_1
8	8-9	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	229.72	0°	208.46	166.91	PT0-0DC2_1
9	9-10	AU190°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	202.35	82°54'35.51" D	216.03	282.13	PT0-0DC2_1
10	10-11	RU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	192.29	0°	197.32	183.34	PT0-0DC2_1
11	11-12	RU1G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	288.62	0°	240.46	179.73	PT0-0DC2_1
12	12-13	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	272.66	18°12'26.54" I	280.64	306.33	PT0-0DC2_1
13	13-14	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	276.73	3°26'14.66" D	274.69	299.55	PT0-0DC2_1
14	14-15	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	120.2	7°56'44.68" D	198.46	227.65	PT0-0DC2_1
15	15-16	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	188.24	0°	154.22	90.85	PT0-0DC2_1
16	16-17	AU130°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	149.11	1°39'37.00" D	168.68	208.99	PT0-0DC2_1
17	17-18	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	175.62	0°	162.37	151.88	PT0-0DC2_1
18	18-19	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	285.45	0°	230.54	197.19	PT0-0DC2_1
19	19-20	AU190°G-P	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	197.68	48°54'13.93" I	241.57	277.22	PT0-0DC2_1
20	20-21	AU190°G-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	234.04	0°	215.86	195.35	PT0-0DC2_1
21	21-22	AU190°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	240.05	0°	237.04	233.14	PT0-0DC2_1
22	22-23	AU190°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	213.37	0°	226.71	233.05	PT0-0DC2_1
23	23-24	AU130°G-P	PO0-0HR23_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	242.9	0°	228.14	206.64	PT0-0DC2_1
24	24-25	SU1GV-P	PO0-0HR21_2400	1	ACAR-750 MCM_18/19	168.89	0°	205.9	244.35	PT0-0DC2_1

25	-	TU1G-P	PO0-0HR21_2400	1		0	0°	84.44	58.52	PT0-0DC2_1
----	---	--------	----------------	---	--	---	----	-------	-------	------------

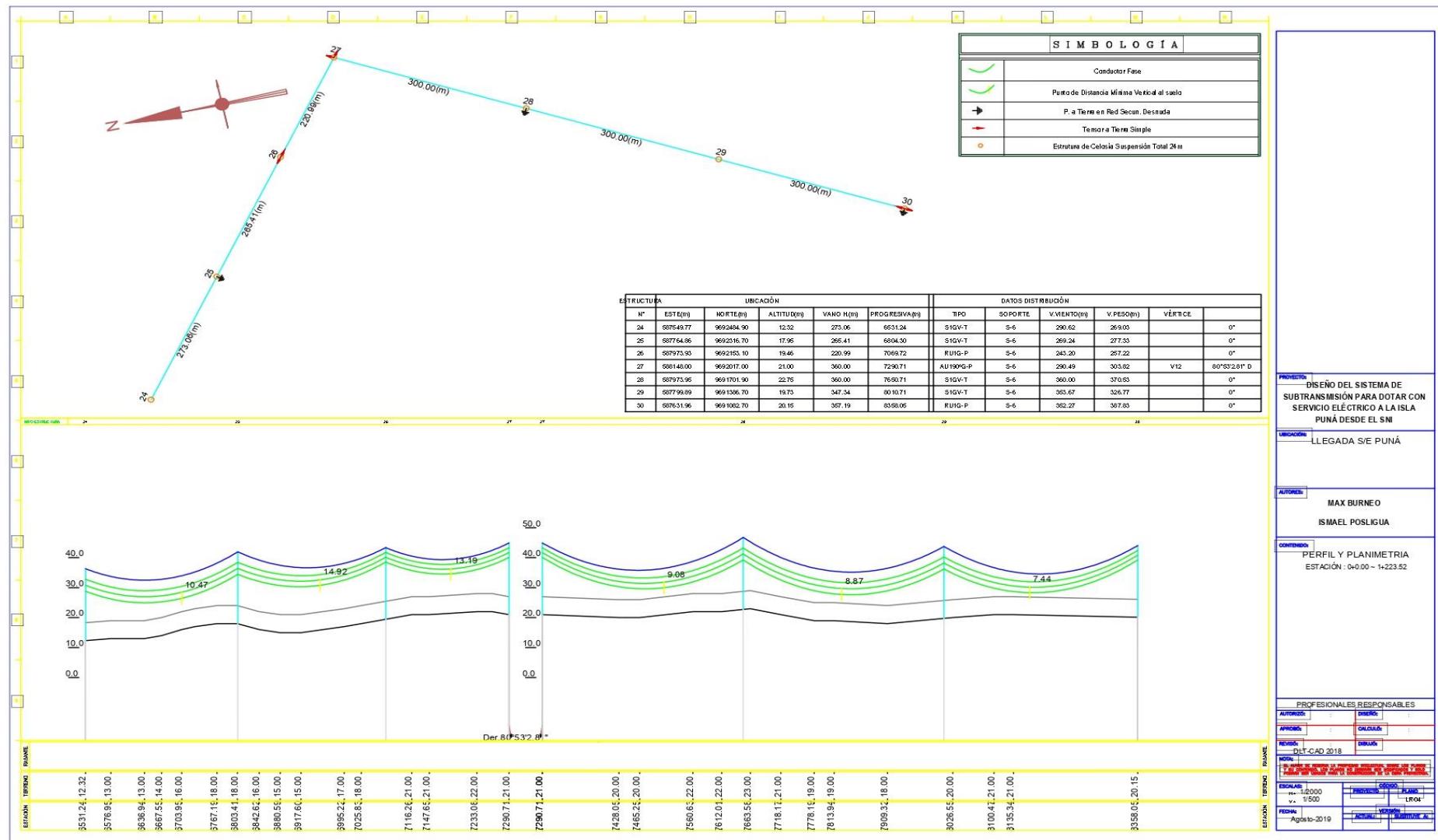
c) Tabla de estructuras para ruta Puná

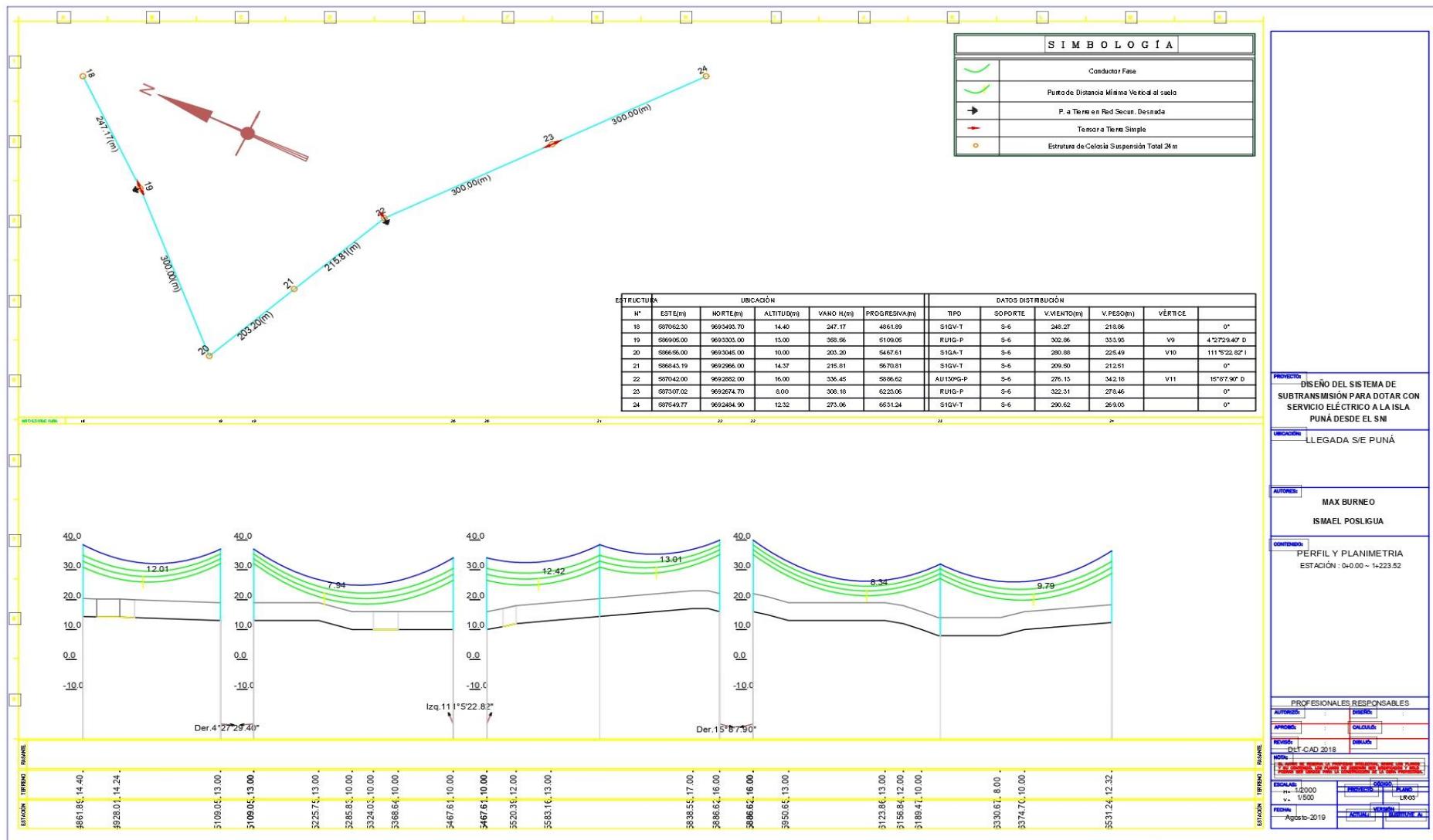
Nodo	Vano	Estructura	Soportes MEER	Tipo	Conductor	Vano H.(m)	Angulo(°g)	Vano Viento(m)	VAno Peso(m)	PUESTAS A TIERRA
				Tipo	Cantidad					
	0	TU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	0				PT0-0DC2_1
0	0-1	TU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	164.45	121.5	PT0-0DC2_1
1	1-2	AU190°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	216.93	60°35'36.31" I	272.92	333.93	PT0-0DC2_1
2	2-3	AU190°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	204.03	0°	210.48	174.53	PT0-0DC2_1
3	3-4	AU190°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	124.29	0°	164.16	113.93	PT0-0DC2_1
4	4-5	AU130°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	146.5	0°	135.4	242.1	PT0-0DC2_1
5	5-6	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	258.88	0°	202.69	172.07	PT0-0DC2_1
6	6-7	AU190°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	236.29	35°57'56.88" I	247.59	236.18	PT0-0DC2_1
7	7-8	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	222.95	0°	229.62	191.11	PT0-0DC2_1
8	8-9	S1GA-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	298.83	96°35'57.84" D	260.89	288.88	PT0-0DC2_1
9	9-10	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	278.87	278.95	PT0-0DC2_1
10	10-11	AU130°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	10°13'14.90" D	298.28	274.13	PT0-0DC2_1
11	11-12	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	297.34	292.57	PT0-0DC2_1
12	12-13	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	258.52	297.13	PT0-0DC2_1
13	13-14	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	300	283.27	PT0-0DC2_1
14	14-15	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	300	268.19	PT0-0DC2_1
15	15-16	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	220.83	0°	290.42	299.63	PT0-0DC2_1
16	16-17	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	260.47	0°	240.65	171.33	PT0-0DC2_1
17	17-18	AU130°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	249.37	20°49'58.46" D	254.92	266.17	PT0-0DC2_1
18	18-19	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	247.17	0°	248.27	205.04	PT0-0DC2_1
19	19-20	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	4°27'29.40" D	252.86	294.67	PT0-0DC2_1

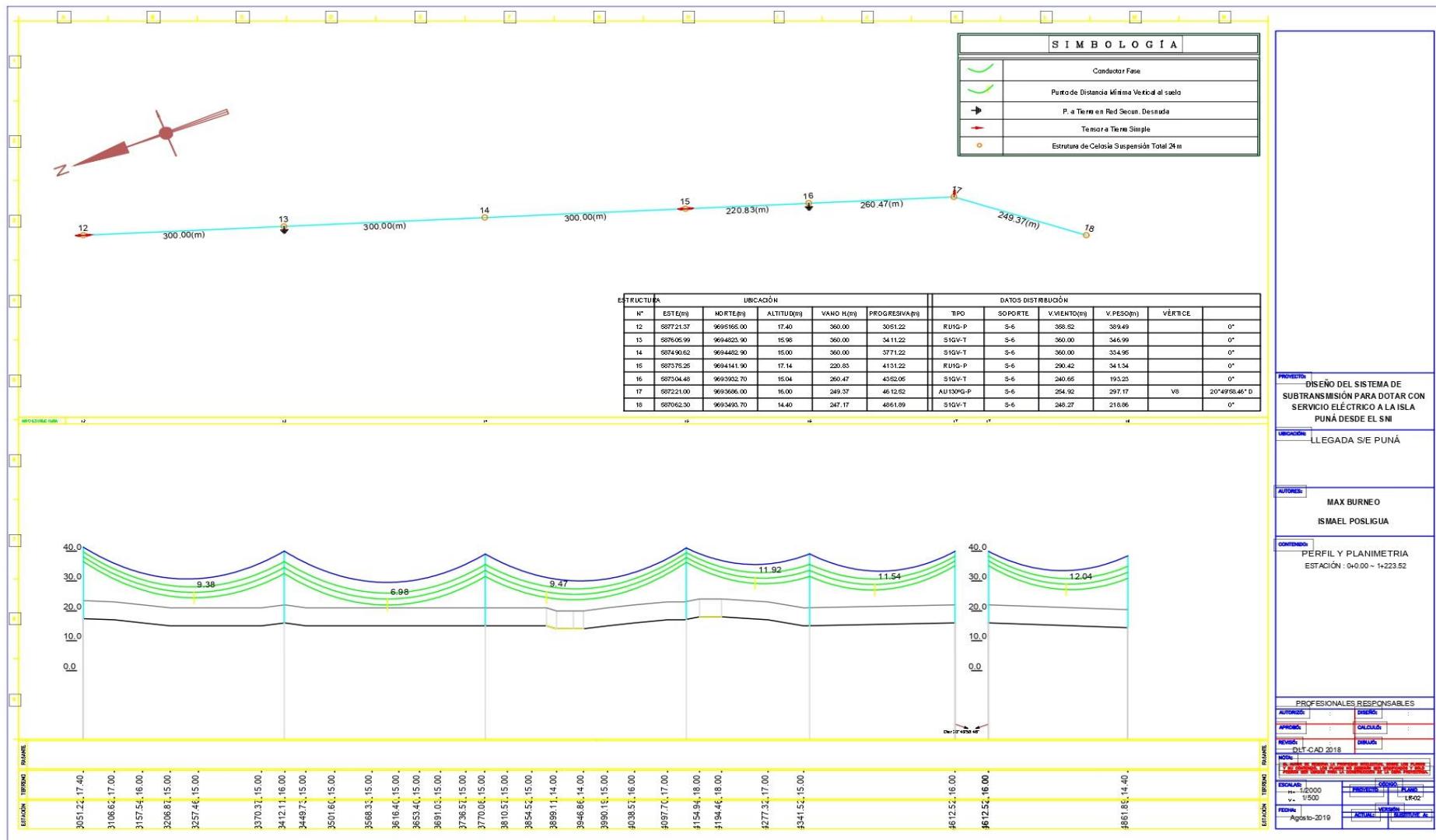
20	20-21	S1GA-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	203.2	111°5'22.82" I	280.88	207.13	PT0-0DC2_1
21	21-22	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	215.81	0°	209.5	213.24	PT0-0DC2_1
22	22-23	AU130°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	15°8'7.90" D	276.13	263.42	PT0-0DC2_1
23	23-24	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	322.31	263.1	PT0-0DC2_1
24	24-25	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	273.06	0°	290.62	260.75	PT0-0DC2_1
25	25-26	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	265.41	0°	269.24	279.95	PT0-0DC2_1
26	26-27	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	220.99	0°	243.2	260.54	PT0-0DC2_1
27	27-28	AU190°G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	80°53'2.81" D	290.49	259.39	PT0-0DC2_1
28	28-29	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	300	272.75	PT0-0DC2_1
29	29-30	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	293.67	299.43	PT0-0DC2_1
30	30-31	RU1G-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	292.27	297.18	PT0-0DC2_1
31	31-32	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	300	0°	298.59	287.58	PT0-0DC2_1
32	32-33	S1GV-T	S-6	1	ACAR-750 MCM_18/19	180.39	0°	270.19	259.7	PT0-0DC2_1
33	-	TU1G-T	S-6	1		0	0°	90.19	95.66	PT0-0DC2_1

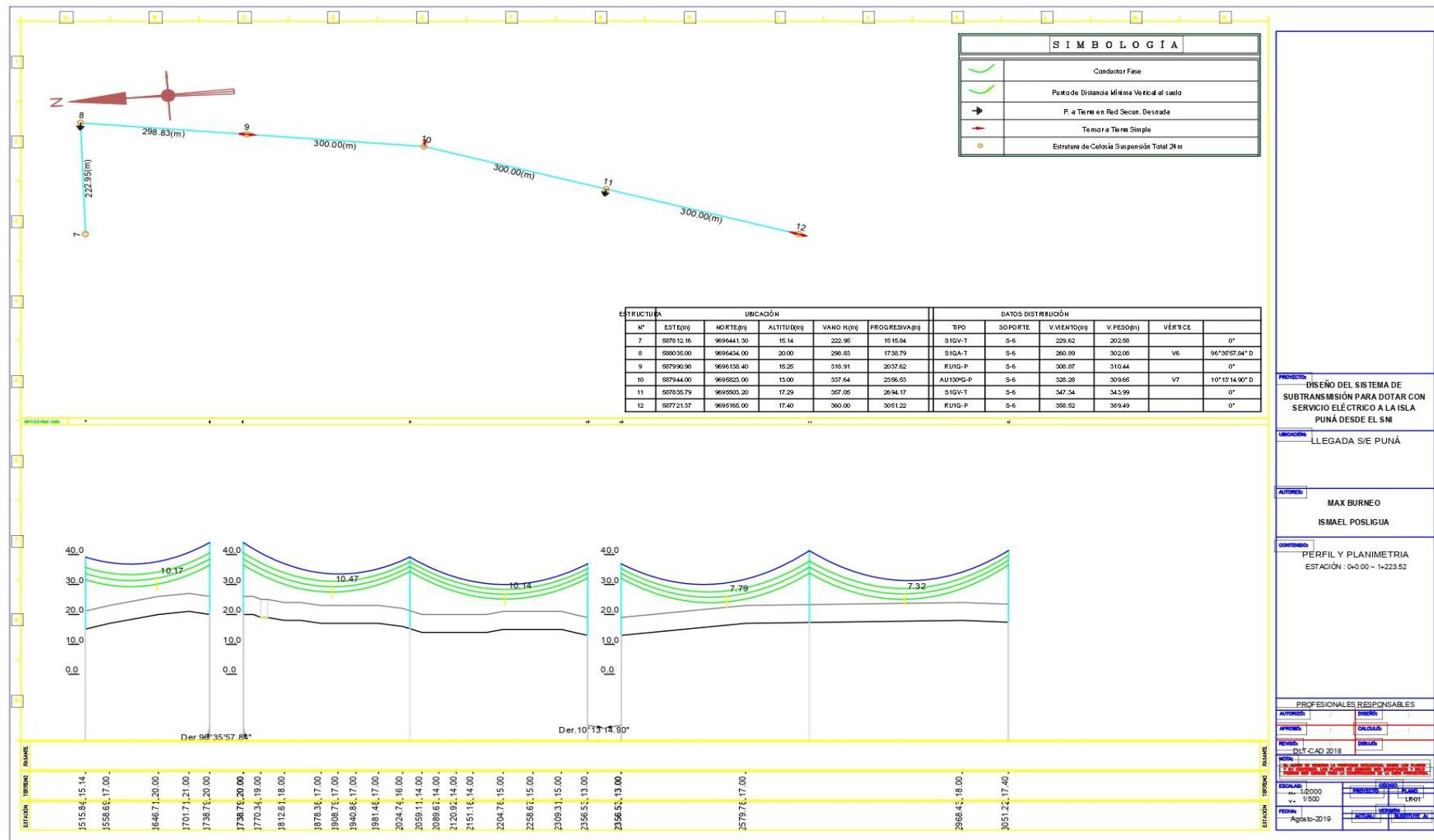
## Anexo E

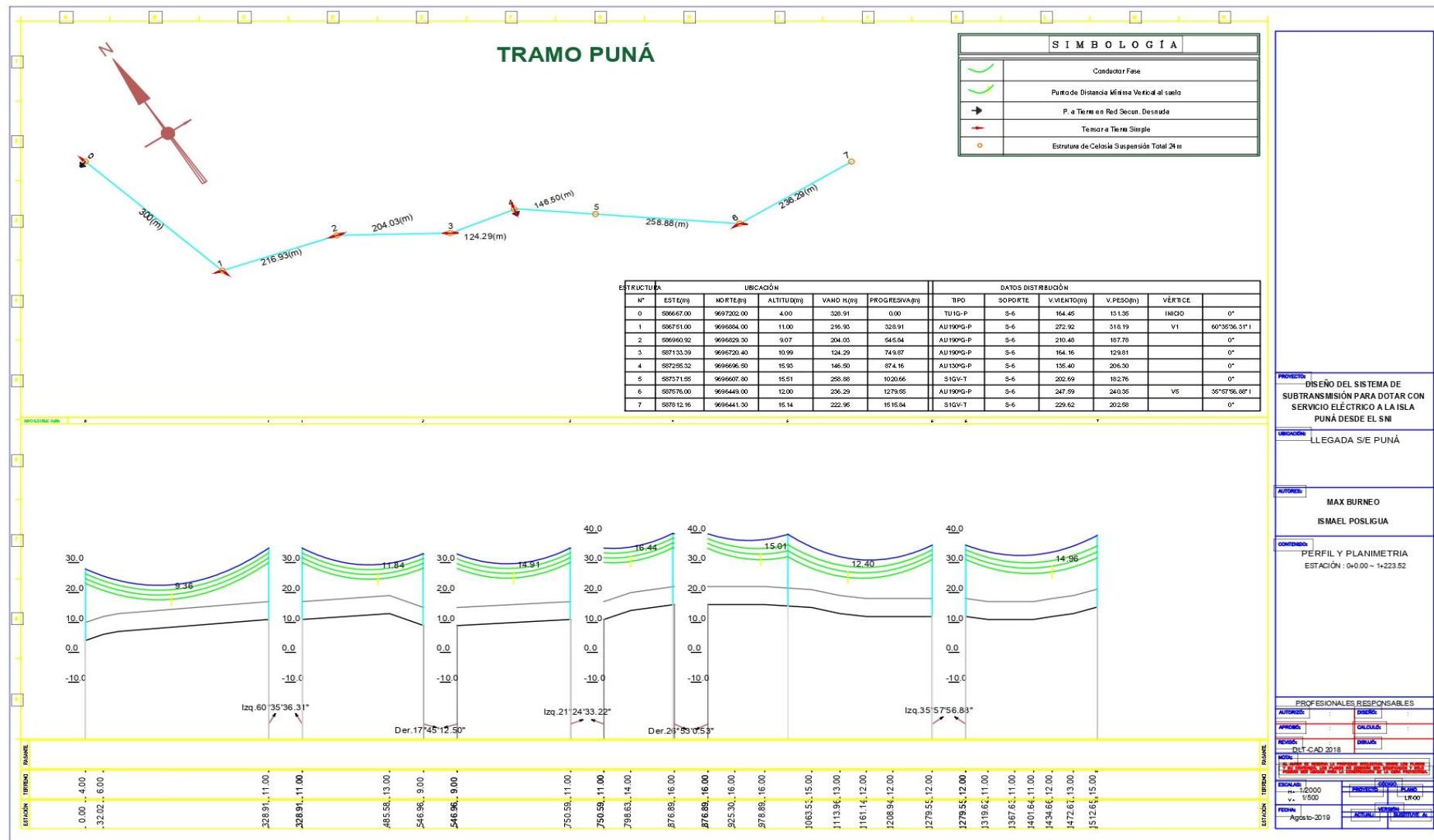
### a) Vista de Planta y Vista de Perfil de los tramos

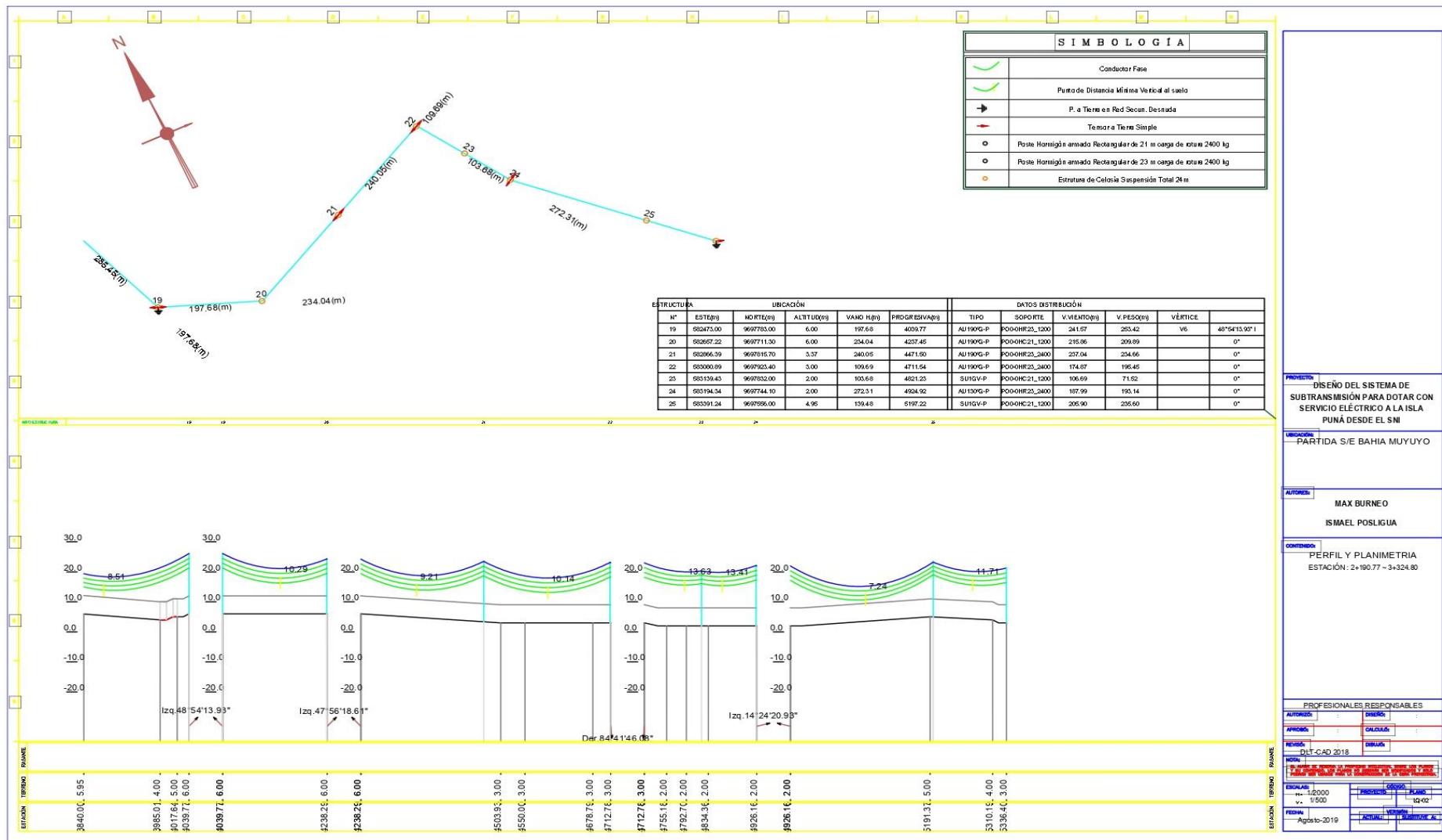


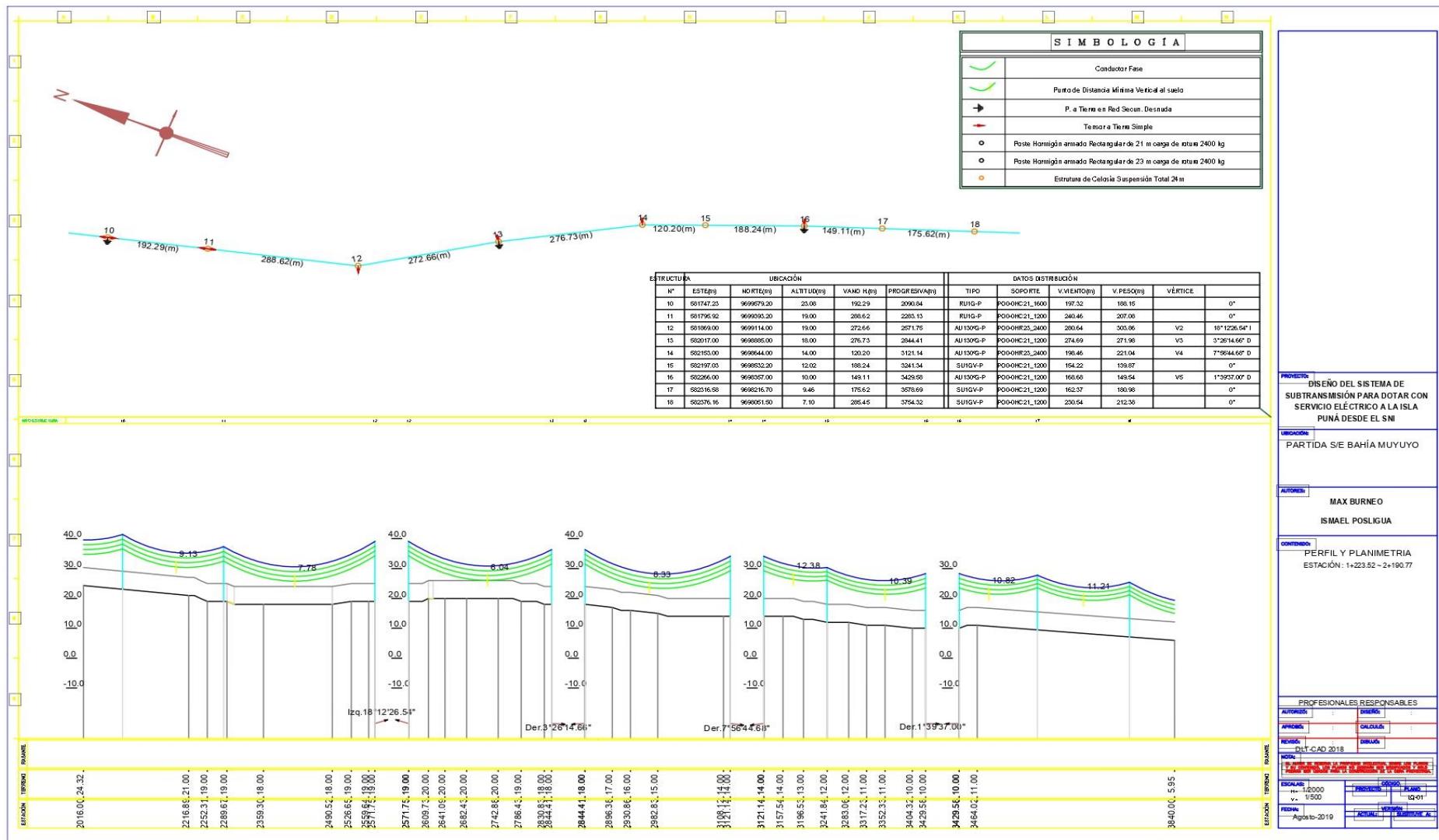


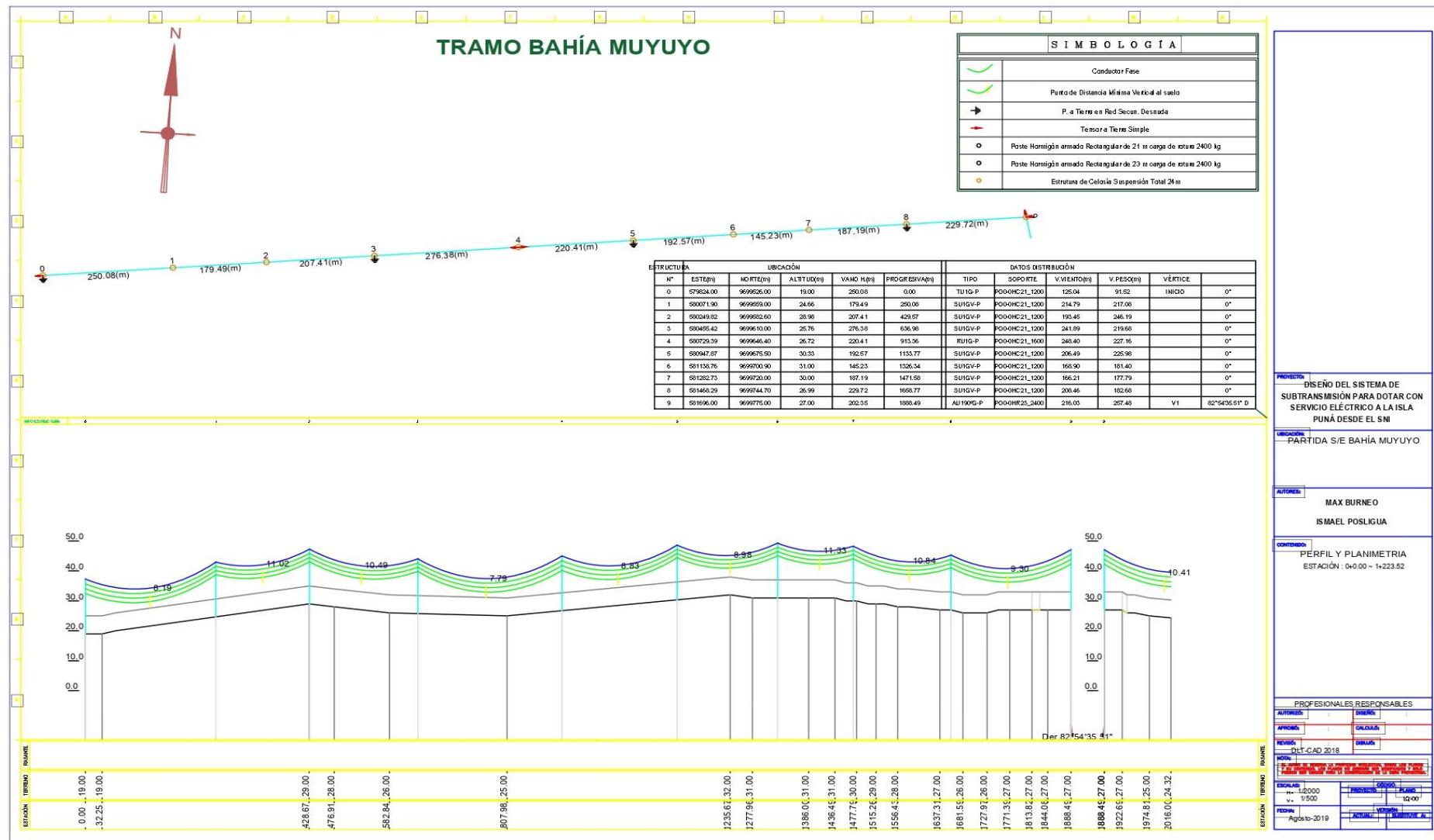


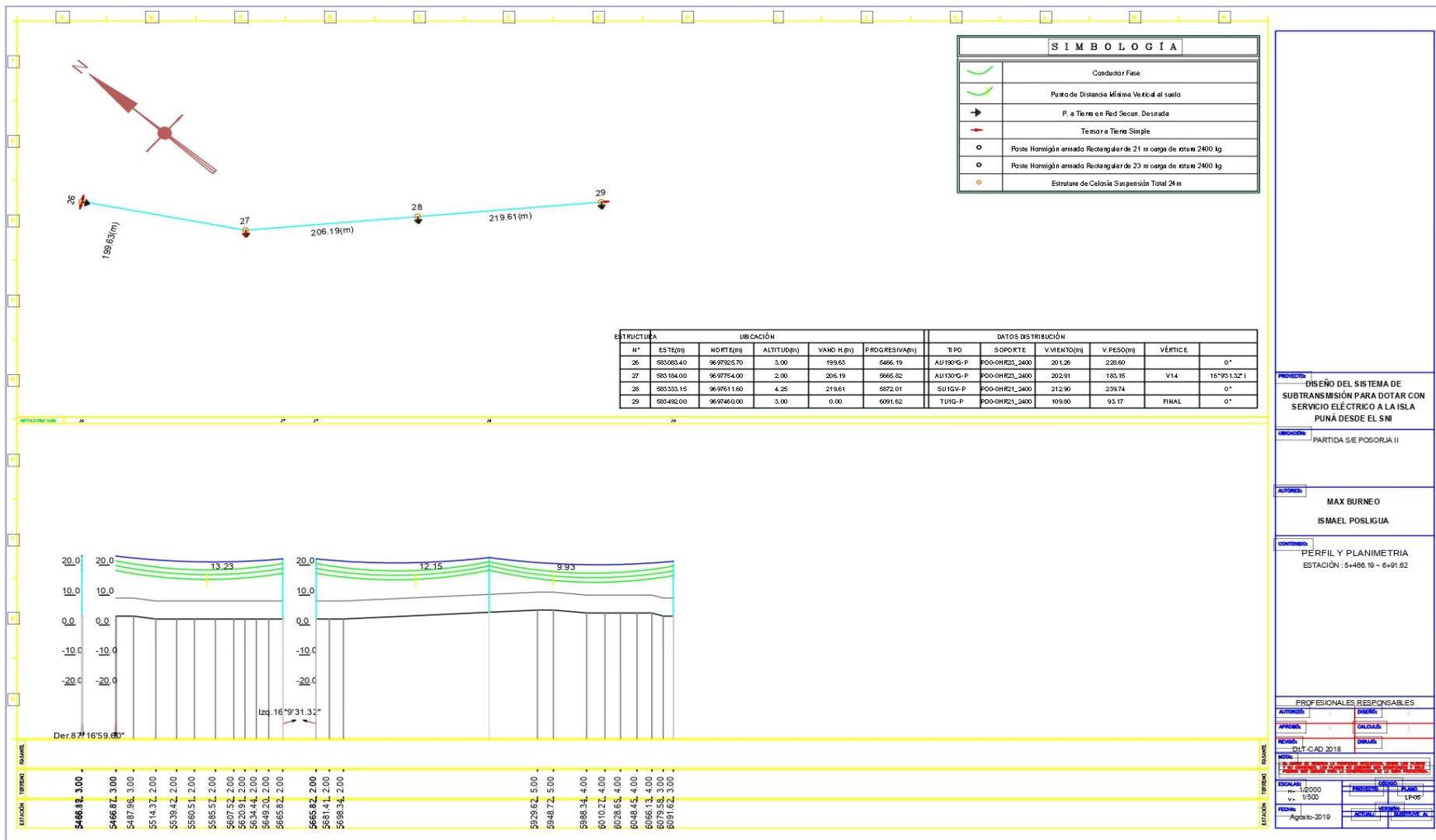


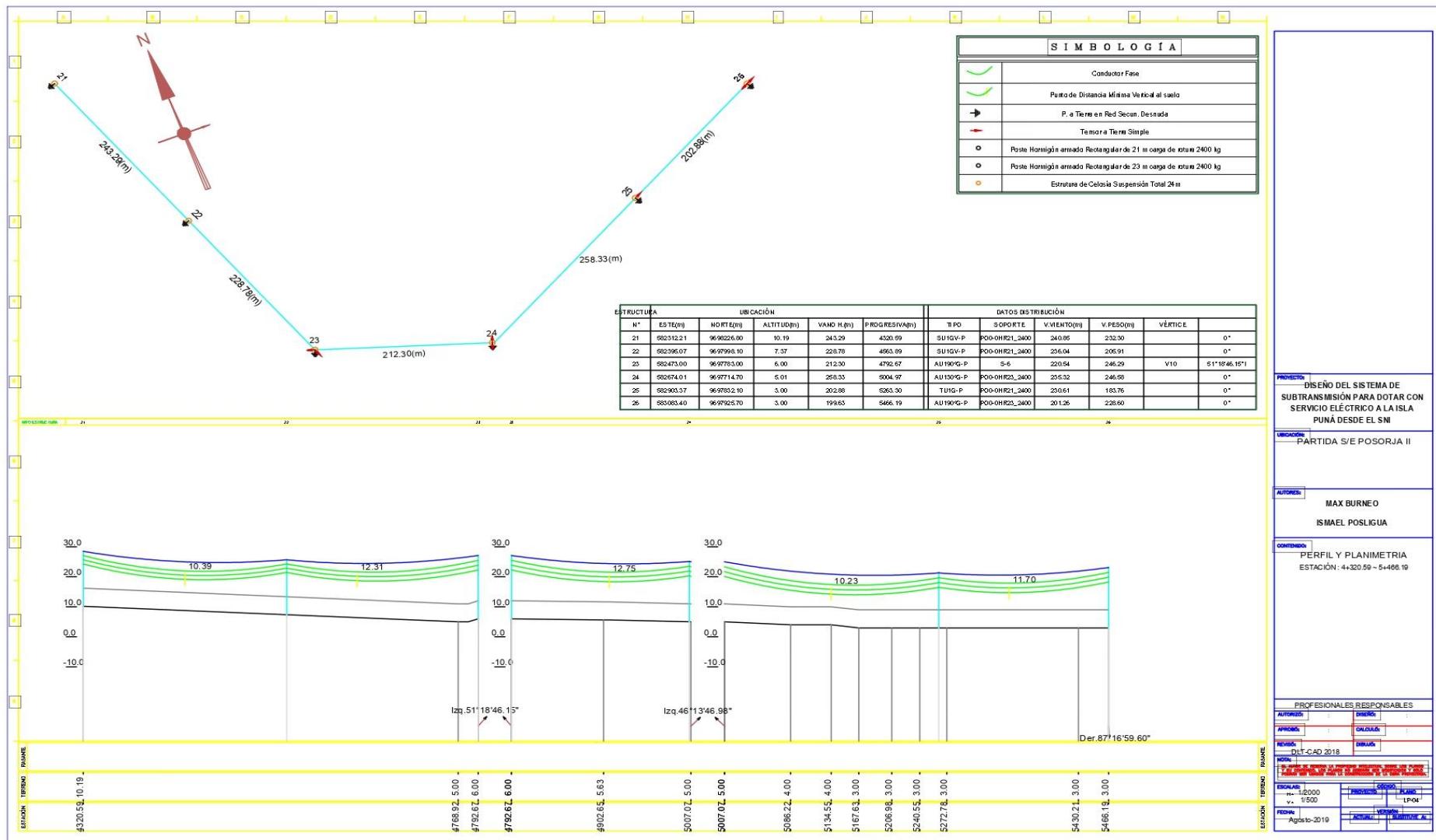


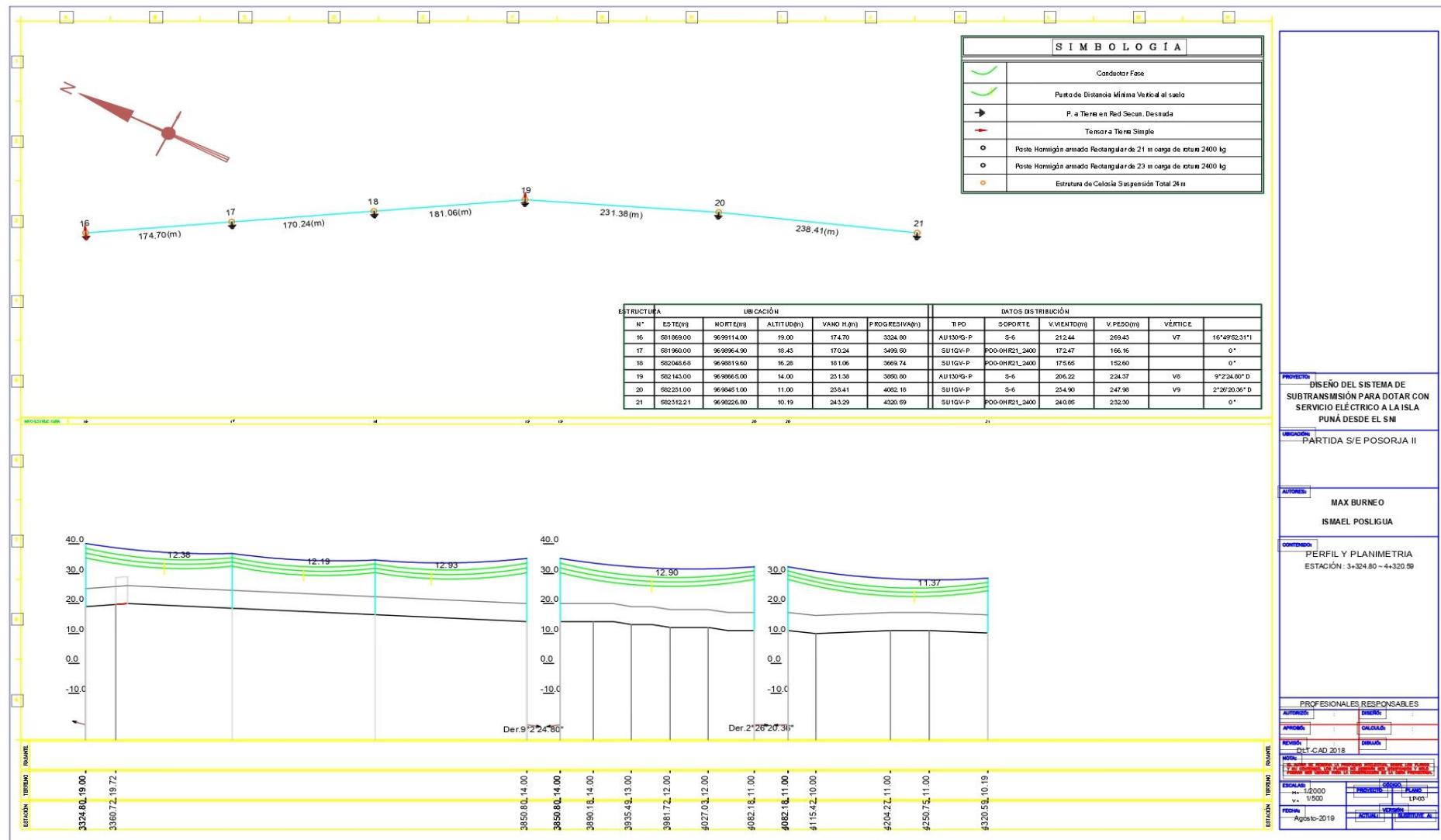


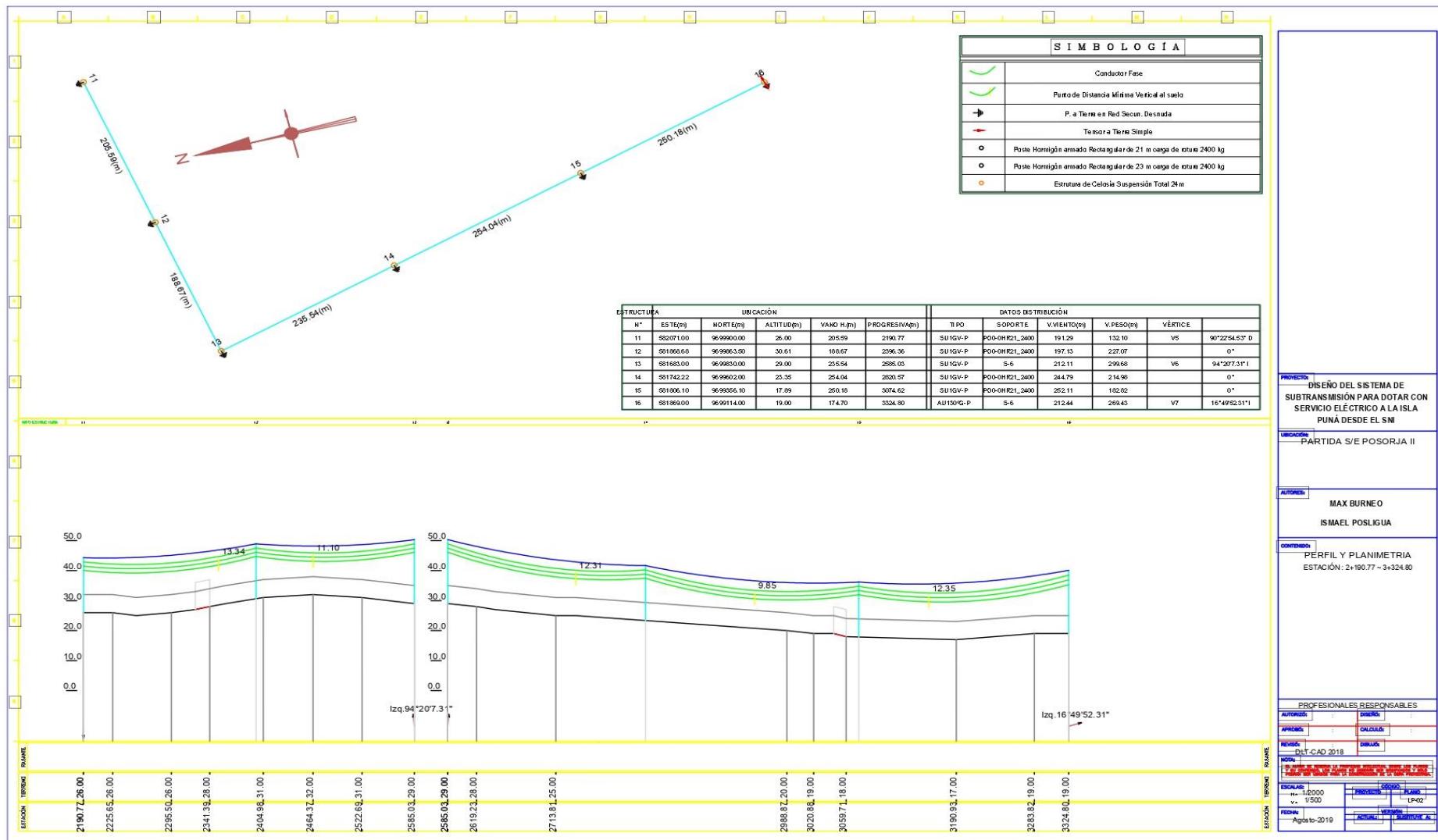


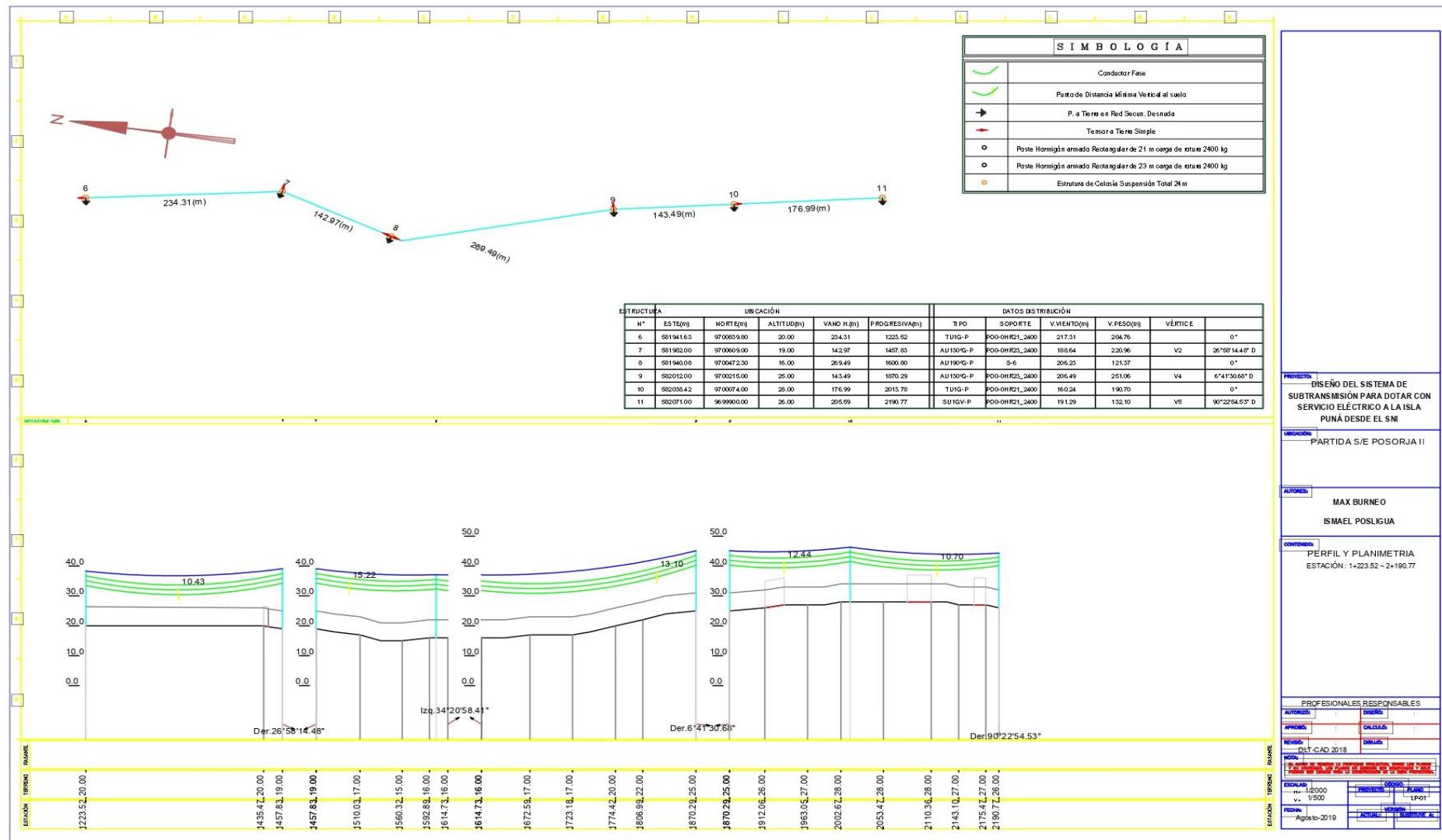


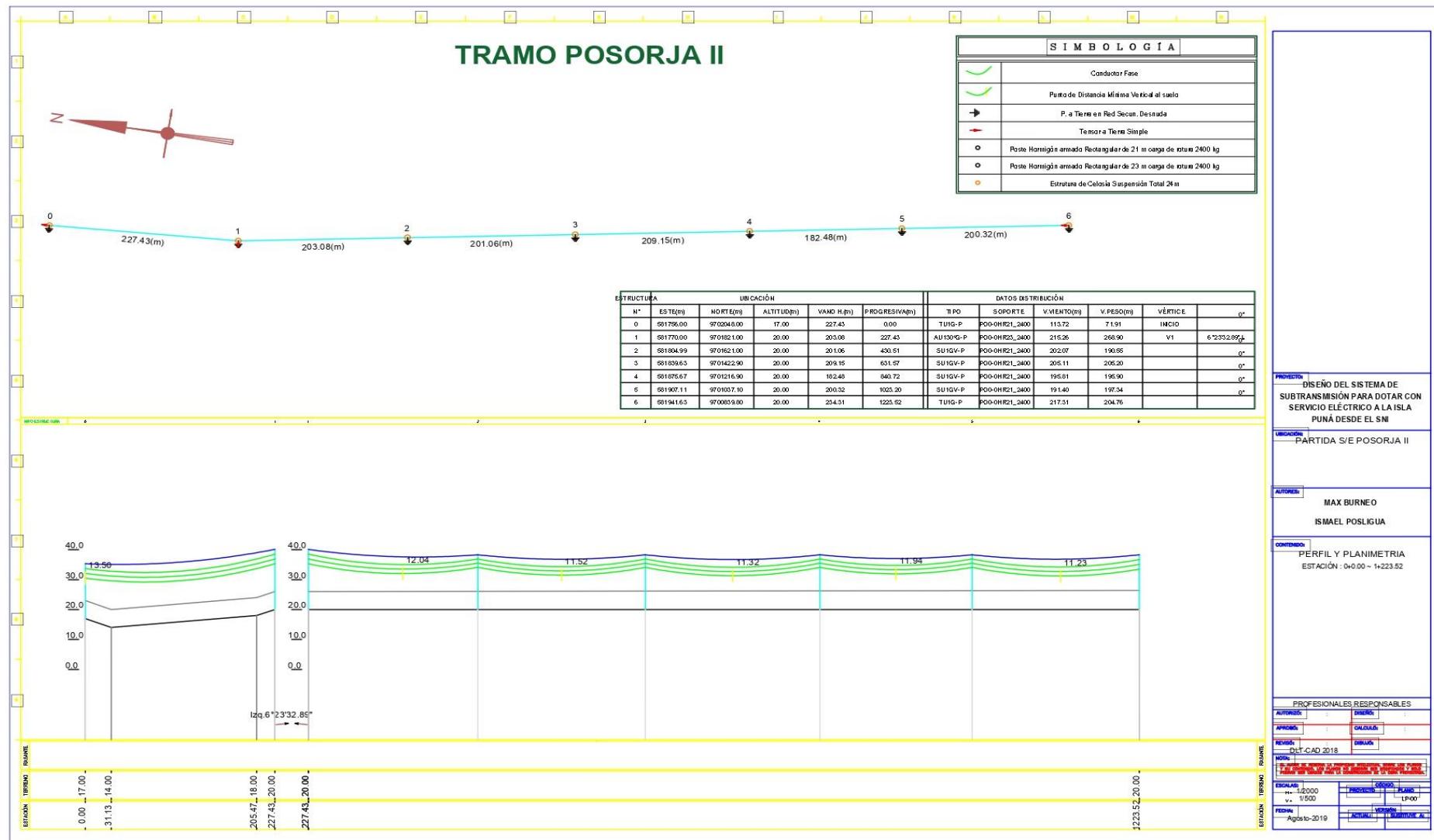


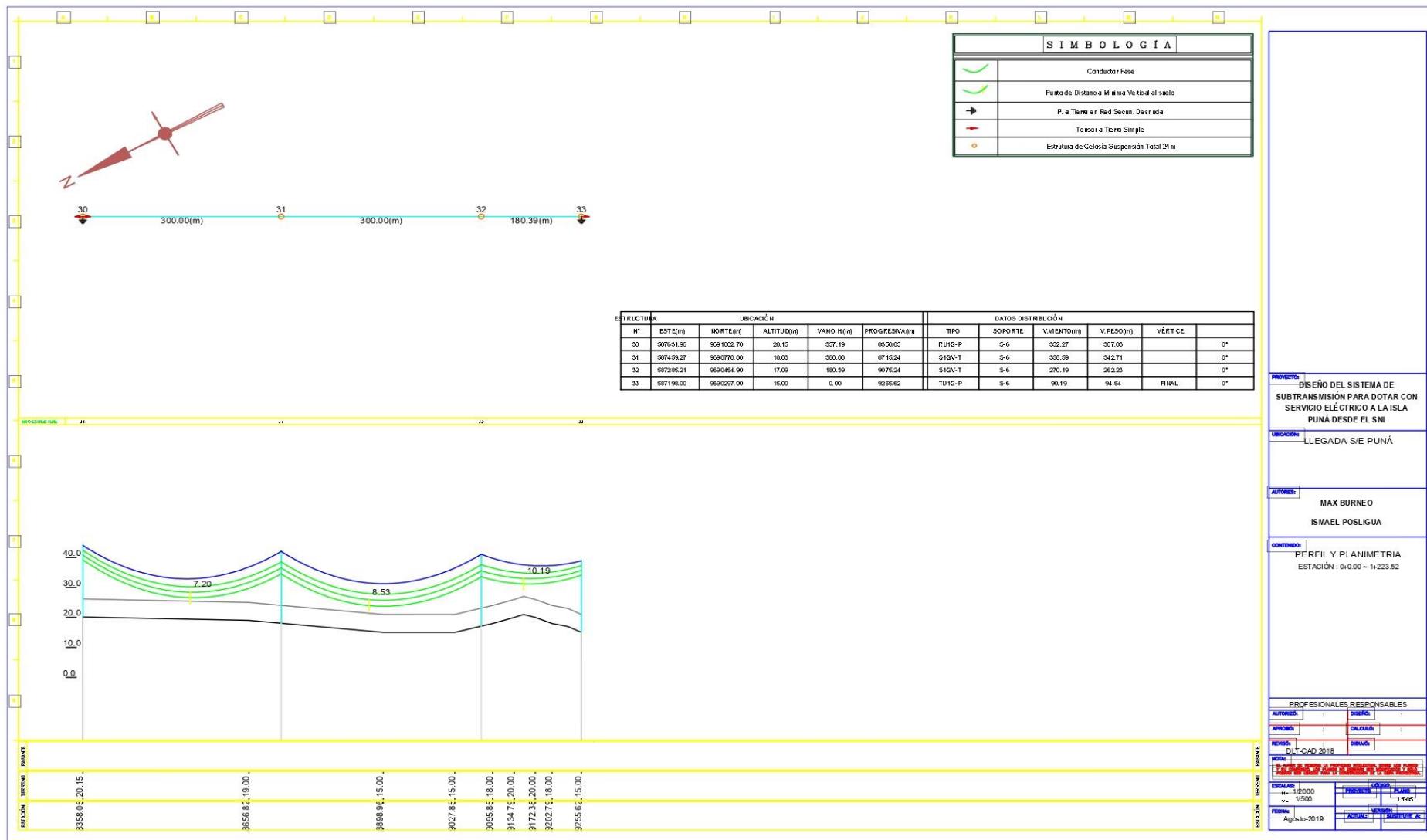












## Anexo F

Para el desarrollo de este proyecto integrador se utilizó el software “DLT-CAD” de la compañía ABSINGENIEROS, a continuación, se detalla los códigos de instalación y validación para el uso del programa.

AULA - ABSINGENIEROS: Cuenta de nuevo usuario

EQ Elio Quiroz <equiroz@absingenieros.com>  
Vie 26/7/2019 12:29  
Ismael Alfredo Posligua Vidal; yespejo@absingenieros.com

Estimado: Ismael Posligua  
Buen día.  
Como parte del beneficio del Curso Virtual DLTCAcad BÁSICO, le hacemos llegar el instalador y los códigos de instalación del software DLT-CAD 2018, que detallo a continuación:

DESCARGA INSTALADOR CLIENTES DLTCAcad	
DLTCAD 2018 Lite (LD) Net	<a href="http://absingenieros.com/dlt18lnr1hmWhTgAuuSTghKybE5mJg==/setupdlt2018ln_r3b.rar">http://absingenieros.com/dlt18lnr1hmWhTgAuuSTghKybE5mJg==/setupdlt2018ln_r3b.rar</a>

**CODIGOS DE INSTALACIÓN**

Cod.Usuario: DLTB0719004  
Cod.Compañía: CURSOSABS  
Cod.Producto: DLT555F2A3D2C3E3868D07  
Clave de Validacion: SNSKIZ339486

**NOTA:**

- Recuerde que al momento de instalar debe ingresar los **CODIGOS DE INSTALACIÓN**, tal cual se indica líneas arriba, en mayúsculas y respetando los espacios.
- Durante la instalación y uso del software debe tener conexión permanente a Internet.

## Comprobante de Pago



Para el desarrollo de este proyecto se utilizó el software “CYME 8.1”, la información sobre manejo del programa e información de la base de datos para el diseño del sistema fue proporcionado por CNEL MATRIZ, a continuación, se adjunta el oficio dirigido a CNEL.

Guayaquil, 18 de junio de 2019

**Asunto:** Validación de Tema de Materia Integradora CNEL-ESPOL.

Ma. Daniela Brando  
Gerente de Desarrollo Corporativo  
CNEL- MATRIZ  
En su despacho

De mis consideraciones:

Mediante la presente pongo en conocimiento la aprobación del tema: “DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUBTRANSMISION PARA DOTAR DE CONSUMO ELECTRICO A LA ISLA PUNA DESDE EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO”, mismo que será desarrollado por los estudiantes Ismael Alfredo Posilqua Vidal con CI: 0952613594 y Max Burneo Nuñez con CI: 0926323668 en conjunto con un supervisor docente de ESPOL.

Por tanto, solicitamos se brinde apertura en cuanto a información y manejo de programas para el desarrollo del proyecto.

Esperando contar con su confirmación me suscribo.

Con sentimiento de distinguida consideración.

Atentamente,

Ing. Fernando Vaca Urbano MSc.

Profesor de Materia Integradora de Ingeniería en Electricidad

Oficina: 15-124

Teléfono: 2269984

  
**espol** Facultad de  
Electricidad y Computación