

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**ENLACE ELÉCTRICO SUBMARINO ENTRE LA
PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO Y LA
ISLA SAN LORENZO**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA.**

AUTOR: MOISÉS ISMAEL MAYO DE LA VEGA.

CALLAO-JUNIO-2014

PERÚ

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
 ACTA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO PROFESIONAL POR LA MODALIDAD DE TESIS

A los 11 días del mes de AOSTO del 2014 siendo las 11:00 horas se reunió el Jurado Examinador de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica conformado por los siguientes Docentes Ordinarios de la Universidad Nacional del Callao, (Res. N° 153-2014-DFEE)

Ing.	JUAN HERBER GRADOS GAMBRA	Presidente
Ing.	ERNESTO RAMOS TORRES	Secretario
Ing.	EDGAR DEL AGUILA VELA	Vocal
Ing.		Suplente

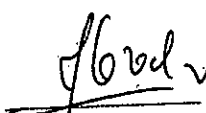
Con el fin de dar inicio a la exposición de Tesis del Señor Bachiller en Ingeniería..... ELÉCTRICA..... quien habiendo cumplido con los requisitos establecidos en la normativa sustentará la Tesis titulada:

ENLACE ELÉCTRICO SUBMARINO ENTRE LA PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO Y LA ISLA SAN LORENZO.


con el quórum reglamentario de ley, se dio inicio a la exposición, considerando lo establecido en el Reglamento de Grados y Títulos, correspondiente al otorgamiento del Título Profesional por la Modalidad de Tesis, efectuadas las deliberaciones pertinentes se acordó:

Dar por APROBADO Calficativo BUENO nota: 15. al expositor Señor Bachiller MAYO DE LA VEGA MOISES ISMAEL..... con lo cual se dio por concluida la sesión, siendo las 12:00 horas del día del mes y año en curso.

Es copia fiel del tomo N° 61 Del libro de Actas de Sustentación de Tesis de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica - UNAC.


 PRESIDENTE
 Ing. JUAN HERBER GRADOS GAMBRA


 SECRETARIO
 Ing. ERNESTO RAMOS TORRES


 VOCAL
 Ing. EDGAR DEL AGUILA VELA

DEDICATORIA:

Al señor Dios todopoderoso, a mis padres, hermanos, a mi novia y amigos a todos ellos las gracias por su ayuda, paciencia y comprensión.

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a la mi facultad y a mis profesores por su ayuda, asimismo agradezco a mi asesor Carlos Huayllasco por el apoyo brindado para el término de esta tesis, y a las siguientes personas por su apoyo con ideas y recomendaciones: a Jaime de la Torre Ramos, Esteban Inga Llanca y Jorge Mírez Tarrillo, también a la Universidad Nacional del Callao, a la Marina de Guerra del Perú y a Osinergmin instituciones en las cuales me forme, trabaje e inicie mi carrera profesional.

Contenido

PRÓLOGO	8
Resumen.....	9
ABSTRACT.....	11
CAPÍTULO I.....	13
PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN.....	13
1.1 Identificación del problema	13
1.2 Formulación del problema	13
1.2.1 Problema principal	13
1.2.2 Problemas específicos	13
1.3 Objetivos de la investigación.....	13
1.3.1 Objetivo General:	13
1.3.2 Objetivos Específicos:.....	13
1.4 Justificación	13
1.5 Limitaciones y facilidades.....	14
1.6 Hipótesis.....	14
a) Hipótesis General:.....	14
b) Hipótesis específicas:	14
CAPÍTULO II.....	15
MARCO TEÓRICO.....	15
2.1 Antecedentes del estudio	15
2.2 Viabilidad legal	15
2.3 Viabilidad Técnica.....	18
2.3.1 Hub Port	18
2.3.2 Pronostico de la nueva máxima demanda	18
2.3.3 Selección del nivel de tensión:	22
2.3.4 Selección del conductor	23
2.3.5 Selección del conductor técnico - económica	36
2.3.6 Procedimiento del tendido y recogida de la línea eléctrica submarina.....	38
2.4 Viabilidad económica	44
2.4.1 Estimado del costo de inversión (CI)	44
2.5 Viabilidad ambiental.....	47
2.5.1 Área de emplazamiento del cable eléctrico submarino:.....	47

2.5.2 Tramo submarino	47
2.5.3 Tramo subterráneo:	51
2.5.4 Conclusiones de impactos ambientales de otros proyectos similares:	52
CAPÍTULO III.....	53
METODOLOGÍA.....	53
3.1 Relación entre las variables de la investigación	53
3.2 Operacionalización de las variables	53
3.3 Tipo de investigación.....	53
3.4 Diseño de la investigación	53
3.4.1 Problema principal	53
3.5 Etapas de la investigación	54
3.7 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	55
3.8 Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos	55
CAPÍTULO IV	56
RESULTADOS	56
4.1 Resultados parciales.....	56
4.2 Resultados finales.....	56
CAPÍTULO V	58
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	58
5.1 Discusión del problema	58
5.2 Resultados finales.....	59
CAPÍTULO VI	62
CONCLUSIONES	62
CAPÍTULO VII	63
RECOMENDACIONES	63
CAPÍTULO VIII	64
BIBLIOGRAFÍA.....	64
CAPÍTULO IX	66
ANEXOS	66
Anexo 1: Moción en Congreso de la Republica.....	66
Anexo 2: Especificaciones técnicas cable submarino.....	69
Anexo 3: Demanda de energía en sistemas insulares.....	72
Anexo 4: Flujos de potencia de conductores del catalogo.....	77

Anexo 5: Cálculo del valor actualizado de conductor económico (300 mm ²)	88
Anexo 6: Levantamiento hidrográfico - Dirección de Hidrografía y Navegación	91
Anexo 7: Resumen de la Dirección de Hidrografía y Navegación	92
Anexo 8: Catálogo de Nexas "Enlaces subterráneos 60-500 kV, cables sintéticos.	94
Anexo 9: Matriz de consistencia.	96

PRÓLOGO

La realización de esta investigación fue planteada hace aproximadamente dos años cuando hacia prácticas pre profesionales en la Dirección de Infraestructura Terrestre de la Marina de Guerra del Perú. La misma que captó mi interés, como idea inicial planteaba una línea eléctrica submarina en 22,9 kV desde la Punta hasta la isla San Lorenzo debido a las fallas en el sistema de generación y el sistema de distribución eléctrica de la isla que eran continuamente afectadas por fallas eléctricas (por la falta de manteniendo y presencia de distintas aves que provocaban cortocircuitos en las líneas), esto afectaba su confiabilidad por la cual una línea eléctrica submarina era una alternativa confiable según las experiencias internacionales.

Conforme se fue avanzando en la tarea de investigación de esta tesis se fueron también expandiendo las ideas y alternativas para el cálculo estimado de una máxima demanda obteniéndose una de 10,55 MW utilizando una comparación de escenarios con otras islas en función de sus superficies, finalmente la tensión que se eligió fue de 60 kV.

La búsqueda de datos resultó ser muy difícil pues en el Perú casi no existen fuentes estadísticas disponibles (sobre todo en lo relacionado a cables submarinos y sus características) de sistemas insulares, sin embargo la internet resultó ser muy útil en este aspecto. Además de los costos de inversión del proyecto que no hubieran sido posible obtenerlos sin el apoyo de mi asesor.

Finalmente el resultado final que se presenta en esta tesis es la estimación de una línea eléctrica submarina que abastezca de potencia y energía eléctrica a la isla San Lorenzo, esta se asume ya como un Hub Port que atienda a las exportaciones e importaciones de todo el país, en la misma se asumió que hay un mega puerto, un aeropuerto y habilitaciones urbanas según los proyectos del Estado Peruano.

RESUMEN

En los últimos años los Gobiernos del Perú y el sector privado, se han dado cuenta del nuevo espacio económico y la oportunidad de negocio que significa la habitabilidad de la isla San Lorenzo; han manifestado su interés a través de dos proyectos importantes para crear áreas de desarrollo económico como son: Primero¹ la creación de centros turísticos, aprovechando la geografía, flora y fauna de la isla con la construcción de hoteles, centros comerciales y una autopista que la una al litoral. El segundo² proyecto es la concesión de la isla al sector privado en aprovechamiento de la posición geoestratégica central de la isla para la construcción de un Mega terminal multimodal Portuario, Aeroportuario y Terraportuario.

Cualquier isla tiene limitaciones de suministro eléctrico, por la que el abastecimiento de energía eléctrica en caso se dé la ejecución de cualquiera de ambos proyectos, limitaría el desarrollo de las mismas; el abastecimiento de energía eléctrica a través del funcionamiento de grupos electrógenos es adecuado, pero a largo plazo trae problemas como la falta de confiabilidad debido al deterioro de las máquinas y los altos costes del combustible.

Asimismo como se espera, una urbanización o un Mega puerto no pueden estar continuamente dependiendo de grupos electrógenos para su abastecimiento de energía eléctrica, ya que estos deberían ser solo usados en caso de corte de energía imprevista. Es por esta razón que este proyecto de investigación explorativa propone el inicio del uso de un enlace eléctrico submarino como solución a la problemática descrita. Esta interconexión entre la isla y el país permitirá unir eléctricamente ambos sistemas, aumentando la calidad de suministro de energía eléctrica de la isla.

En el diseño la línea eléctrica submarina los factores que más influyen son la máxima profundidad y la longitud. La profundidad máxima determina, junto con los parámetros eléctricos de tensión e intensidad, las dimensiones básicas de los cables tales como la sección del conductor, el espesor del

¹ R.S. N° 057-2009-EF: Proyecto isla San Lorenzo.

² R.S. 062-99- PE: Concesión del Estado de la isla San Lorenzo.

aislamiento y el número de refuerzos externos. La ruta del tendido y la máxima profundidad donde se va a volcar el cable es único y es en este punto donde surge la mayor dificultad, la información del fondo marino es escasa y la resolución de los planos realizados por los entes estatales son solo una foto del lecho marino ya que este se encuentra en constante dinamismo, en el mundo cada proyecto de enlace eléctrico submarino es único y a pesar de sus dificultades siempre han tenidos éxito en la instalación.³

En cuanto a la instalación de la línea submarina, según se investigó se realizaría con un cable submarino trifásico, que sería tendido con un barco cablero equipado con sistema de posicionamiento dinámico que le permitirá seguir la trayectoria y permanecer inmóvil cuando las condiciones del mar exijan la detención de los trabajos, el tendido del cable se realizaría una sola vez no permitiéndose de ninguna manera algún tipo de empalme, de ser necesario el cable se alojaría en el fondo marino con la ayuda de un vehículo de control remoto, mientras que en cada extremo un equipo de submarinistas terminaría la labor con la ayuda de flotadores y barcos auxiliares.

Cuando entre en funcionamiento, la conexión permitirá mejorar la calidad de suministro e integrar la isla en el mercado eléctrico peruano, además garantizará la fiabilidad del suministro ante el aumento del consumo eléctrico en la misma.

Cabe precisar que todo lo expuesto anteriormente, en relación a la instalación del cable submarino es un proyecto que queda como ejercicio de imaginación, ya que no se trata de un proyecto en construcción o que necesariamente se vaya a hacer; ojala y fuera el caso.

³ Cableando las profundidades del mar, Revista Entrelíneas, España 2009.

ABSTRACT

In recent years the Peruvian governments and the private sector have realized the new economic space and the business opportunity which means the habitability of St. Lawrence Island, have expressed interest through two major projects to create development areas economic as: First creating resorts, using the geography, flora and fauna of the island with the construction of hotels, shopping centers and one highway to the coast. The second project is the provision of the island to the private sector in harnessing the central geo-strategic position of the island for the construction of an intermodal terminal Mega Port, Terraportuario and Aeroportuario.

Any island has limited power, establishing the electricity supply in the event of any implementation of both projects is given, limit the development of the same, the supply of electricity through the operation of generators is adequate, but brings long-term problems such as lack of reliability due to the deterioration of machinery and high fuel costs.

Also as expected, a suburb or a mega port can not be continuously depending on generators for electricity supply, as these should be used only in case of sudden power cut. It is for this reason that this exploratory research project proposes the initiation of the use of underwater electric cable as a solution to the problems described. This interconnection between the island and the country will electrically connect both systems, increasing quality of electricity supply on the island.

The underwater power line design factors that most influence are the maximum depth and length. The maximum depth determines, along with the electrical parameters of voltage and current, the basic dimensions of cables such as the section of the conductor, insulation thickness and the number of external reinforcements. Path routing and maximum depth at which to dump the cable is unique and is at this point that the greatest difficulty arises, information is scarce seabed and resolution plans made by the state authorities are just a photo seabed as this is in constant dynamism in the world every project is unique undersea electricity link despite their difficulties have always succeeded in installing

Regarding the installation of submarine line, as investigated would be done with a three-phase submarine cable, to be tended a rigger boat equipped with dynamic positioning system that will allow you to follow the path and remain motionless when sea conditions requiring stopping work, laying cable would be made once in any manner not allowing any type of joint, if necessary the cable stay on the seabed with the help of a remote control vehicle, while at each end a team of divers finish the work with the help of floats and auxiliary ships.

When operational, the connection will improve the quality of supply and integrate the island in the Peruvian electricity market, and ensure the reliability of supply to the increase in electricity consumption in the same.

It should be noted that all the above in relation to installation of submarine cable project is left as an exercise of imagination, because this is not a project under construction or necessarily going to do, and hopefully be the case.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación del problema

El fin de este proyecto de investigación es identificar la forma adecuada y practica de enlazar eléctricamente los sistemas eléctricos de la isla San Lorenzo con el Callao a través de un enlace eléctrico submarino.

1.2 Formulación del problema

1.2.1 Problema principal

¿Cómo se puede unir eléctricamente la isla san Lorenzo con el Callao con un enlace eléctrico submarino?

1.2.2 Problemas específicos

¿Cómo se pueden formular técnicas y métodos para la implementación de un enlace eléctrico submarino?

¿Cómo seleccionar los cables adecuados económica y técnicamente?

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo General:

Describir un enlace eléctrico submarino que interconectaría eléctricamente la isla San Lorenzo con el Callao.

1.3.2 Objetivos Específicos:

Formular las técnicas y métodos para la implementación de un enlace eléctrico submarino.

Seleccionar los cables adecuados económica y técnicamente.

1.4 Justificación

El presente proyecto se justifica en que permitirá conocer más a detalle e identificar la forma adecuada y practica de enlazar eléctricamente los sistemas eléctricos de la isla San Lorenzo con el Callao a través de un enlace eléctrico submarino.

Si se logra la ejecución del proyecto, se podría empezar en nuestro país, el cableado eléctrico submarino a las diferentes islas marítimas y lacustres dándoles un gran aporte a su

desarrollo, para la creación de nuevos proyectos inmobiliarios y/o para la Defensa Nacional.

Asimismo se podrá tender enlaces eléctricos submarinos hacia plantas petroleras mar adentro, y darle un impulso al proceso de desarrollo de la industria petroquímica, y su participación en el desarrollo social y económico del Perú. Se podría decir que esta investigación aporta a que el estado peruano "colonialize" su propio territorio y que las empresas petroleras tengan mayor confiabilidad para no interrumpir sus procesos extractivos.

1.5 Limitaciones y facilidades

Las limitaciones de la presente investigación están relacionadas con:

Los pocos antecedentes de este tipo de proyectos marinos en el sector eléctrico.

Las facilidades son la experiencia de profesionales en el diseño de líneas de transmisión a los cuales se les pudo hacer consultas.

1.6 Hipótesis

a) Hipótesis General:

Usando un enlace eléctrico submarino es posible interconectar eléctricamente la isla San Lorenzo el Callao.

b) Hipótesis específicas:

Formulando técnicas y métodos es posible implementar un enlace eléctrico submarino entre la isla y el Callao.

Es posible seleccionar cables adecuados desde el punto de vista técnico económico.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

En la actualidad las conexiones submarinas de telecomunicaciones son las más numerosas (estas atraviesan mares y océanos) y en menor medida, cables que transportan electricidad.⁴ Los proyectos que se encontraron fueron básicamente documentos de narración de la instalación y sobre proyecciones de demanda de potencia y energía de sistemas insulares con similar crecimiento a los proyectos de la isla San Lorenzo.

- María Dolores Esteban Pérez (2009), "Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore", Universidad Politécnica de Madrid, España.
- Intermareal Asesorías Ambientales (2011), Regularización ambiental tendido de cable eléctrico submarino isla Guar", Calbulco - Chile.
- Santiago Hernán Zevallos León (2008), "Operación y mantenimiento de una red de cable submarino", PUCP, Lima – Perú.
- Raúl Cabanes Martínez (1982), "Simulación del proceso de tendido en un enlace submarino mediante un modelo matemático analítico de los parámetros determinantes del mismo", Madrid - España.
- Red eléctrica de España (REE), "2da Interconexión eléctrica España – Marruecos Proyecto REMO", España.
- Comisión Nacional de Energía (2011), "Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura", España.

2.2 Viabilidad legal

En este ítem se busca determinar tanto la inexistencia de trabas legales como la falta de normas internas que pudieran contraponerse a algún aspecto para la instalación y operación.

La isla San Lorenzo es propiedad del Estado Peruano, encargada por Decreto Ley N° 17397 a la Marina de Guerra del

⁴ Revista "Entrelíneas" España 2009.

Perú que ejerce jurisdicción y vigilancia en toda su extensión por considerarse de Defensa Nacional.

La isla San Lorenzo se encuentra ligada a la Marina de Guerra del Perú desde el inicio de la República, y en ella se han venido desarrollando una serie de instalaciones estratégicas para atender las necesidades de la Defensa Nacional, hasta haberla convertido en la actualidad en una Base Naval Operativa de la Flota, con los elementos indispensables para tal fin. La Base Naval de la isla San Lorenzo es una extensión y elemento importante de la Base Naval del Callao pues en ella funcionan organismos vitales de la Marina y se efectúan actividades primordiales para esta.

En la actualidad se tienen dos Resoluciones que generan polémica por su aplicación sobre la isla.

- **R.S. 062-99- PE: Concesión del Estado de la isla San Lorenzo.**

El 28 de abril de 1999 el Gobierno de presidente Alberto Fujimori Fujimori, a través de la Resolución Suprema 062-99, encargo al Comité de Pro Inversión en Proyectos de Infraestructura Portuaria los estudios y la elaboración del proyecto para la construcción de un Hub Port, es decir un centro de transporte marítimo, terrestre, aéreo, turístico y financiero.

Además el dicho proyecto gano una convocatoria internacional que promovió la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para la construcción del Hub Port.

A fines de los 90's la falta de aprobación del proyecto por parte del Gobierno, dado el contexto histórico que se vivía hizo que se dejara de lado el mismo durante muchos años.

El proyecto del Hub Port de la isla San Lorenzo consta de tres fases importantes:

La primera fase corresponde a las obras en la isla San Lorenzo: puerto, aeropuerto y terrapuerto más el emporio financiero comercial, museo marítimo ribereño, el centro tele cibernético para el Perú y América Latina, el santuario ecológico, la zona habitacional y de turismo, el mega astillero de mantenimiento y de construcción de supernaves.

La segunda fase comprende las obras el corredor subterráneo del Callao a Lima, desde La Chira hasta Ancón y desde San Lorenzo hasta la zona de Chosica, lo que ayudará a resolver el problema de tráfico, se ganará diez millones de metros cuadrados en la bahía de Lima y otros diez millones de metros cuadrados en la bahía del Callao, que estarán protegidos por la isla San Lorenzo y el mega terminal que se construirá en terrenos ganados al mar, protegiendo a Ventanilla y el Callao.

La tercera fase del proyecto es un corredor subterráneo interoceánico desde San Lorenzo hasta Pucallpa, atravesando la base de los Andes.

- **R.S. N° 057-2009-EF: Proyecto isla San Lorenzo.**

En Junio del 2009 durante el Gobierno del presidente Alan García Pérez se da la Resolución Suprema 062-99-PE, a través de la cual se quiere crear en la isla un centro habitacional, comercial y turístico.

Creando un gran malestar en amplios sectores de la población y clase política⁵. Ya que se cambiaba un proyecto de gran envergadura e importancia para el país por uno de índole turístico, dando la ventaja a puertos extranjeros en el tránsito de mercaderías en la Cuenca del Pacífico.

En esta investigación se consideró que la isla cuenta con la ejecución del proyecto del Hub Port, ya que según parece es más beneficioso al país dado el impacto que causaría en la región.

Por parte de la normativa en el Perú no existe una que regule la instalación de cables submarinos, así que se usara referencias internacionales halladas en las tesis que se mostraron en los antecedentes del estudio.

Por otro lado en parte a la normatividad del uso del cable submarino, en nuestro país no está implementada una Normatividad minuciosa al respecto. Como referencia se usa la encontrada en el CNE 2011- Suministro que se muestra a continuación.

⁵ Moción de Orden del Día N°10469 presentada por Congresistas de la Bancada Nacionalista. Anexo 1.

351.C.5. Cruces submarinos

Los cruces submarinos serán desplazados e instalados o ambos, de manera que se vean protegidos de la erosión debido a la acción de la marea o las corrientes. Éstos no se ubicarán donde por lo general anclan los barcos.

Fuente: Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011.

2.3 Viabilidad Técnica

2.3.1 Hub Port

El enlace eléctrico submarino se proyecta por la necesidad de distribuir energía de manera segura para la ejecución del Hub Port, además el enlace eléctrico submarino podrá usarse después de que los trabajos hayan concluido, como parte del suministro eléctrico hacia la isla.

El proyecto del Hub Port de la isla San Lorenzo consta de puerto, aeropuerto y terrapuerto más el emporio financiero comercial, museo marítimo ribereño, el centro tele cibernético para el Perú y América Latina, el santuario ecológico, la zona habitacional y de turismo, el mega astillero de mantenimiento y de construcción de supernaves.

2.3.2 Pronostico de la nueva máxima demanda

El pronóstico de la nueva máxima demanda de la carga tiene un importante papel en la planeación, operación y control del sistema eléctrico a implementar, pronosticar quiere decir, estimar la carga activa en las diversas barras o subestaciones antes que se presente la carga real.

Un buen pronóstico que refleje las tendencias actuales y futuras, es la clave del éxito de la planeación. Un escenario de pronostico demasiado conservador puede producir restricciones de energía para la carga, los pronósticos muy altos traería algunos problemas como el riesgo de la carga no trabaje en su capacidad total.

Una tarea importante en sí misma es escoger una técnica de pronóstico para aplicarla a las necesidades futuras de la carga, dependiendo de la naturaleza de las variaciones de la carga, es posible que un determinado método sea mejor que otro sin embargo hay una necesidad continua de mejorar la

metodología para pronosticar con más exactitud la demanda de potencia⁶.

Comparación de escenarios

La capacidad de comparar cifras de diferentes escenarios es primordial para la planificación de la nueva demanda de este proyecto, se han comparado entonces la potencia instalada de 10 sistemas eléctricos insulares proyectadas en 2012, elaborados por la Subdirección de Planificación Energética de la Secretaria General de Energía (Europa) y el Ministerio de Energía de Venezuela. (Ver Anexo 3)

Una de las partes principales de la tarea de pronóstico está relacionada con la identificación del mejor modelo posible para el comportamiento de la carga en el futuro, es decir deducir las actividades industriales, comerciales y agrícolas así como las condiciones meteorológicas del sistema o área, el componente sensible del estado del tiempo depende de la temperatura, nubosidad, velocidad del viento, visibilidad y precipitaciones.

Al momento de redactar esta tesis de investigación, todo escenario de máxima potencia o potencia instalada para la isla esta tan nublado de incertidumbre, que sería insensato asegurar alguna predicción cuantitativa de energía por parte de la isla. Sin embargo son claras las tendencias de crecimiento con que se desarrollara está en los futuros años, es por eso que se la compara atrevidamente con islas más desarrolladas industrialmente.

El propósito del modelo de comparación de escenarios busca planificar la máxima demanda de potencia que tendría la isla San Lorenzo. Se centra en el análisis de las potencias instaladas en 10 islas habitadas, con un alto desarrollo urbanístico, tecnológico y social, además de contar con todas las características del proyecto planteado. El cálculo de la máxima demanda es un tema esencial para evaluar la sustentabilidad de desarrollo de la isla.

El indicador que se usó para determinar la máxima demanda a instalar en la isla San Lorenzo es la relación existente entre la potencia Instalada y la superficie (MW/km^2) de cada isla que se muestra en la Tabla 2.1. Considerando un entorno optimista en que se trata de obtener la máxima demanda posible,

⁶ D.P. KOTHARI. I.J. NAGRATH. Sistemas Eléctricos de Potencia, p.129.

correspondiente a la primera fase según se indica en la R.S. 062-99-PE, se toma la mayor relación encontrada que corresponde al ítem 5: la isla Gran Canaria con 0,64 MW/km², multiplicando este resultado con la superficie de la isla peruana de 16,48 km², obtenemos una máxima demanda estimada de 10,55 MW para la isla San Lorenzo, y es en base a esta potencia en que se desarrollaran los cálculos justificativos correspondientes al diseño del proyecto.

Considerando un factor de potencia de 0,8; se tendrían los siguientes parámetros:

Potencia a transmitir : 13,19 MVA

Potencia de diseño : 10,55 MW

Distancia entre subestaciones : 11 km

(sub estación Santa Marina y la isla)

COBERTURA DE LA POTENCIA INSTALADA EN LOS SISTEMAS INSULARES 2012										
Ítem	País	Isla	Potencia Media Anual (MW)	Superficie (km ²)	Población (Hab.)	MW/km ²	Hab/km ²	MW/Hab	Hab. San Lorenzo	MW según superficie
1	España	Baleares	893	4992	1113114	0,18	222,98	0,00080225	3674,70	2,95
2	Suecia	Gotland	20	2994	57039	0,01	19,05	0,00035064	313,96	0,11
3	España	Tenerife	1060,00	2034,38	898680	0,52	441,75	0,00117951	7279,98	8,59
4	España	Fuerteventura	210,50	1659,74	103167	0,13	62,16	0,00204038	1024,37	2,09
5	España	Gran Canaria	999,00	1560,1	850391	0,64	545,09	0,00117475	8983,04	10,55
6	Venezuela	Margarita	403	1072	676454	0,38	631,02	0,00059575	10399,22	6,20
7	España	Lanzarote	417,00	845,94	141938	0,49	167,79	0,0029379	2765,13	8,12
8	España	La Palma	109,00	708,32	87163	0,15	123,06	0,00125053	2027,96	2,54
9	España	La Gomera	26,00	369,76	23076	0,07	62,41	0,00112671	1028,48	1,16
10	España	Hierro	15,00	268,71	10960	0,06	40,79	0,00136861	672,18	0,92

Tabla 2.1. Cobertura de potencia instalada en sistemas insulares.

Fuente: Comisión Nacional de Energía (2011). "Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura", España. Superficie de la isla San Lorenzo 16.48 km².

2.3.3 Selección del nivel de tensión:

Como aproximación se ha usado la fórmula de Still:

$$U = 5.5 \sqrt{0,62 \cdot L + \frac{P}{100}} \quad (2.1)$$

Dónde:

U: Tensión de la línea eléctrica en kV

L: Longitud de la línea eléctrica en km

P: potencia a transmitir en kW.

Entonces reemplazando los valores en la fórmula de Still obtenemos:

$$U = 5.5 \sqrt{0,62 \times 11 + \frac{10,55 \times 1000}{100}}$$
$$U = 58,29 \text{ kV}$$

La cual es cercana a 60 kV, valor indicado en los niveles de tensión del Código Nacional de Electricidad según la figura 2,1.

017.A. Niveles de tensión.

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes (véase la definición Nivel de Tensión):

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380 / 220 V	60 kV
440 / 220 V	138 kV
	220 kV
Media Tensión:	Muy Alta Tensión:
20.0 kV (*)	500 kV
22.9 kV	
33 kV	
22.9 / 13,2 kV	
33 / 19 kV	

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

RECOMENDACIÓN: Para reducir situaciones de riesgo, en el radio de influencia de subestaciones contiguas, no deberá mantenerse sistemas eléctricos de diferentes características para el mismo nivel de tensión, por ejemplo, que subsistan sistemas de 380/220 V con neutro con puesta a tierra múltiple y 220 V sin neutro, esta situación sólo se mantendrá durante el tiempo requerido para su reemplazo dentro del cronograma comprometido con OSINERGMIN.

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9/ 13,2 kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural.

Figura 2,1: Niveles de tensión
Fuente: CNE Suministro 2011

2.3.4 Selección del conductor

Conductores disponibles en el mercado:

ITEM	DESCRIPCION	CODIGO
1	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. de Cobre - 300 mm ² , incluye empalmes de líneas.	LT-060COU0XXS0C3300S
2	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. de Cobre - 400 mm ² . Incluye empalmes de líneas.	LT-060COU0XXS0C3400S
3	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. de Cobre - 500 mm ² . Incluye empalme de líneas.	LT-060COU0XXS0C3500S

Tabla 2,2: Módulos de líneas de transmisión

Fuente: Módulos estándares, Osinergmin

Se usó para evaluar las líneas de transmisión disponibles en el mercado la base de datos del OSINERGMIN denominada "Base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistema de transmisión" aprobada por el regulador, base de datos en la cual se han definido módulos estándar, tomando en consideración modelos típicos de SET's y Líneas de Transmisión. Se hizo el análisis considerando el precio del cable subterráneo igual al del cable submarino como se ha considerado en las limitaciones de esta tesis, se utilizó solo conductor de cobre, ya que sus características mecánicas son las más adecuadas para este tipo de proyecto (resisten mejor los efectos físicos como son la tracción y compresión).

Se obtuvo de la base de datos sobre líneas subterráneas en la costa urbana la siguiente información:

Como se puede observar en la tabla anterior las secciones disponibles son las de 300 mm², 400 mm², y 500 mm². Esas secciones son las usadas en nuestro país para este tipo de instalaciones.

Cálculo de los parámetros de los conductores:

De los datos obtenidos en el catálogo del cable submarino⁷, se analizó el flujo de potencia de los conductores en el programa NEPLAN Versión 5.2.4, para ver el comportamiento del voltaje, intensidad de corriente, potencia activa, reactiva y pérdidas de energía de las secciones.

Parámetros eléctricos

a.1) Cálculo de la resistencia:

Para obtener el valor de la resistencia, se la debe referenciar a su temperatura estimada de trabajo, la cual es aproximadamente de 40° C.

$$R_{T^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha(T - 20)] \quad (2.3)$$

Dónde:

$R_{T^{\circ}C}$: Resistencia a una temperatura T.

$R_{20^{\circ}C}$: Resistencia a 20° C

α : Coeficiente térmico de resistencia (0,0036 1/°C)

a.2) Cálculo de la inductancia:

El parámetro de la inductancia del conductor de la línea trifásica submarina se obtiene del catálogo o guía del usuario de ABB (Ver Anexo 2).

$$Xl = \frac{2\pi x L x f}{1000} \quad (2.4)$$

Dónde:

Xl: Reactancia inductiva de la línea trifásica por kilómetro

L: Inductancia del conductor de la línea trifásica.

f : Frecuencia de la red 60 Hz.

a.3) Cálculo de la capacitancia

Según el capítulo 5 del libro D.P. KOTHARI. I.J. NAGRATH. - Sistemas Eléctricos de Potencia; para líneas menores de 100 km o menos, la admitancia total de derivación la cual es

⁷ Anexo 2: Guía del usuario ABB

principalmente capacitiva, es lo suficientemente pequeña para despreciarla.

Entonces al ser la línea eléctrica submarina una línea corta (de 11 km aproximadamente) su capacitancia se desprecia.

Reemplazando los datos en las formulas anteriores se tiene entonces los resultados resumidos en la siguiente tabla.

Sección (mm ²)	Inductancia (mH/km) Catalogo	Reactancia Inductiva (Ω/km)	Resistencia 20 ^o (Ω/km)	Resistencia 40 ^o C (Ω/km)
95	0,44	0,166	0,193	0,207
120	0,43	0,162	0,153	0,164
150	0,41	0,155	0,124	0,133
185	0,4	0,151	0,0991	0,106
240	0,38	0,143	0,0754	0,081
300	0,37	0,139	0,0612	0,066
400	0,35	0,132	0,047	0,050
500	0,34	0,128	0,03765	0,040

Tabla 2,3 Resumen parámetros eléctricos de línea eléctrica submarina de cobre.

Fuente de los parámetros del conductor: XLPE Submarine Cable System.
Attachment to XLPE Land Cable Systems- User's Guide, ABB.

Flujo de potencia de la línea:

Simular el flujo de potencia del proyecto tuvo por objetivo determinar la operatividad de la línea eléctrica submarina, las simulaciones efectuadas permitieron calcular y evaluar los niveles de tensión en la barra de salida y el flujo de potencia activa y reactiva de la línea entre el Callao y la isla San Lorenzo, los resultados se muestran en el Anexo 4.

Capacidad de carga:

Las limitaciones para la capacidad de carga de un sistema de transmisión son:

i) Limite Térmico

El límite térmico determina la máxima cantidad de potencia que puede pasar por una línea de transmisión, de acuerdo a la

máxima capacidad de corriente que soporta el conductor (corriente máxima admisible del conductor).

La capacidad térmica en MW, se calcula mediante la siguiente ecuación⁸:

$$\text{Limite Termico [MW]} = \sqrt{3} \cdot V_N \cdot \frac{I_{MA} \cos \phi}{1000} \quad (2.5)$$

Dónde:

V_N : Voltaje nominal (kV)

I_{MA} : Corriente máxima admisible (A), según Guía del usuario.

$\cos \phi$: Factor de potencia.

Entonces de las secciones analizadas, según la formula anterior se presenta el siguiente cuadro resumen con el límite térmico de las secciones de conductores.

Sección [mm ²]	Intensidad Guía del usuario [A]	Límite Térmico [MW]
95	300	26,50
120	340	30,03
150	375	33,13
185	420	37,10
240	480	42,40
300	530	46,82
300	530	46,82
400	590	52,12
500	655	57,86

Tabla 2,4 Limite térmico de las secciones de los conductores.

Fuente: Elaboración propia

Según se puede apreciar de la tabla 2,4 todas las secciones garantizan un adecuado límite térmico para la línea eléctrica submarina hacia la isla San Lorenzo, se empieza entonces con el análisis de la sección de 95 mm².

ii) Limite por regulación de voltaje

⁸ CHASIPANTA GONZÁLEZ, Joaquín Alfredo. **Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico**. Tesis de grado. Quito. Escuela politécnica Nacional. 2011.

La caída de voltaje así como el margen de estabilidad es un límite de operación que se debe tener en cuenta al momento de transportar energía, para las líneas de transmisión uno de sus problemas es la caída de tensión, por lo que es recomendable que en estado de operación normal la caída de voltaje entre la barra de envío y la barra de recepción no sea superior al 5% de la tensión nominal. De las simulaciones efectuadas se observa que a partir de 95 mm² se garantiza una caída de tensión adecuada, que cumple con las tolerancias de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.

Caída de tensión 95 mm ²			
Nodo	U	u	Ángulo V
Unidad	kV	%	°
N1	60	100	0
N-2	59,46	99,1	-0,1

Tabla 2,5: Caída de tensión de línea eléctrica submarina (Ver Anexo 4).

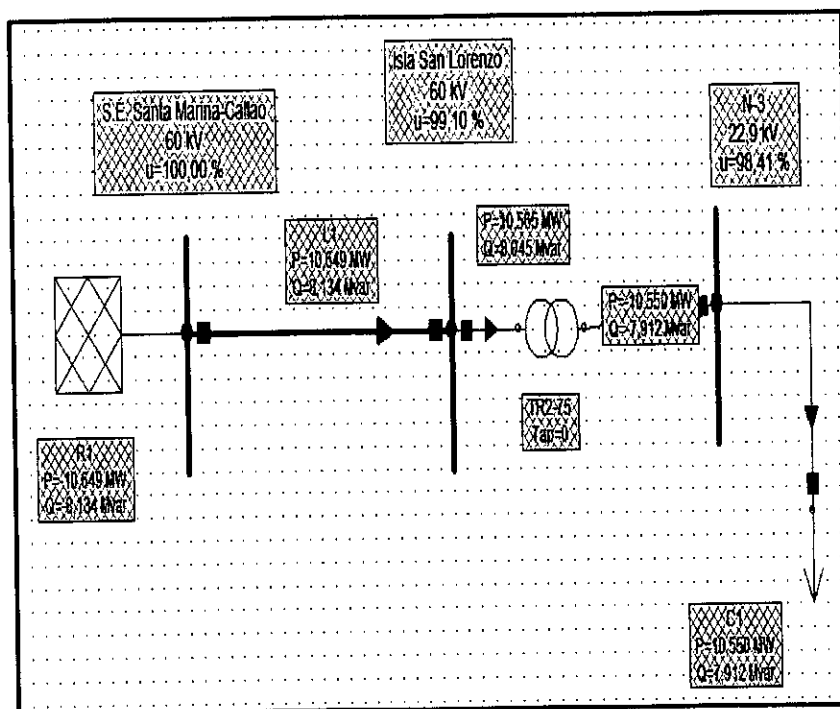


Figura 2,2: Simulación en el Neplan versión 5.2.4 de la línea eléctrica submarina, Callao - isla San Lorenzo - sección 95 mm².

Fuente: Neplan Versión 5.2.4

iii) Estabilidad.

Hay ciertas consideraciones de estabilidad que limitan la capacidad de transmisión. Incluyen estabilidad de régimen permanente, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, colapso de frecuencia, colapso de voltaje y resonancia subsincrona, Hoy se puede aplicar la tecnología FACTS para superar cualquiera de los límites de estabilidad, en cuyo caso los límites definitivos serán los térmicos⁹ y los de regulación de voltaje.

Según el Power System Stability and Control de Prabha Kundur; indica que en general la limitantes de una línea de transmisión están relacionadas directamente con su longitud, y que la limitante de estabilidad en general se ven recién para longitudes de línea de 320 km.

Como la línea eléctrica submarina es de 11 km, queda solo condicionada a los límites térmicos y de regulación de voltaje.

Análisis para selección de la sección del conductor económico

Un conductor de sección económica es aquel conductor que cumpla con las exigencias necesarias para una transmisión continua de potencia y energía¹⁰.

La determinación del conductor de sección económica para el caso de estudio, se basa en encontrar entre varias secciones, un conductor económico, en el que el costo de inversión (costo del conductor) más el costo de operación (costos de pérdidas) sea bajo.

Para el caso de la línea de transmisión submarina se obvia las pérdidas por efecto corona y los efectos de la reactancia capacitiva por tratarse de una línea corta (11km).

A continuación se describe el procedimiento para determinar la sección económica

⁹ D.P. KOTHARI. I.J. NAGRATH. **Sistemas Eléctricos de Potencia**, p.557

¹⁰ CHASIPANTA GONZÁLEZ, Joaquín Alfredo. **Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico**. Tesis de grado. Quito. Escuela politécnica Nacional. 2011.

- Se calcula el costo de módulos de línea de transmisión para cada sección del conductor.
- Se calcula el costo de las pérdidas de potencia y energía.
- Se realiza la comparación económica mediante el método del valor de flujo de costos totales: costo del conductor + perdidas, para un periodo de 30 años¹¹, a la tasa de 12% anual¹²”

Calculo del costo de módulo de línea de transmisión por sección

Se usó para evaluar los costos de inversión del conductor la base de datos del OSINERGMIN denominada “Base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistema de transmisión” los cuales se emplean en tarifas eléctricas, con el fin de efectos comparativos o de evaluar el proyecto total. Se hizo el análisis considerando el precio del cable subterráneo igual al del cable submarino, como se ha mencionado en las limitaciones de esta tesis.

De los costos obtenidos se puede observar que según la base de datos la mínima sección de cable subterráneo en la costa de nuestro país es de 300 mm², sin embargo con fines demostrativos se hizo un análisis desde la sección de 95 mm² la cual es la mínima que garantiza una caída de tensión y límites térmicos dentro de las tolerancias.

ITEM	DESCRIPCION	CODIGO	TOTAL COSTO MODULO \$US/Km
01	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. De Cobre - 300 mm2, incluye empalmes de la línea.	LT-060COU0XXS0C3300S	414 006,04
02	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. De Cobre - 400 mm2, incluye empalmes de la línea.	LT-060COU0XXS0C3400S	451 362,26
03	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. De Cobre - 500 mm2, incluye empalmes de la línea.	LT-060COU0XXS0C3500S	487 481,62

Tabla 2,6: Módulos de líneas de transmisión

Fuente: Módulos estándares, Osinergmin

¹¹ RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 175-2013-OS/CD: Aprobación de la Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”.

¹² Decreto Ley N° 25844: Ley de concesiones eléctricas

Haciendo una regresión lineal se obtuvo la recta del gráfico que relaciona el costo del módulo de la línea eléctrica con su sección según la siguiente ecuación:

$$\text{Costo módulo LL.TT. por sección} = 367,38(\text{Sección}) + 303999$$

... (2.6)

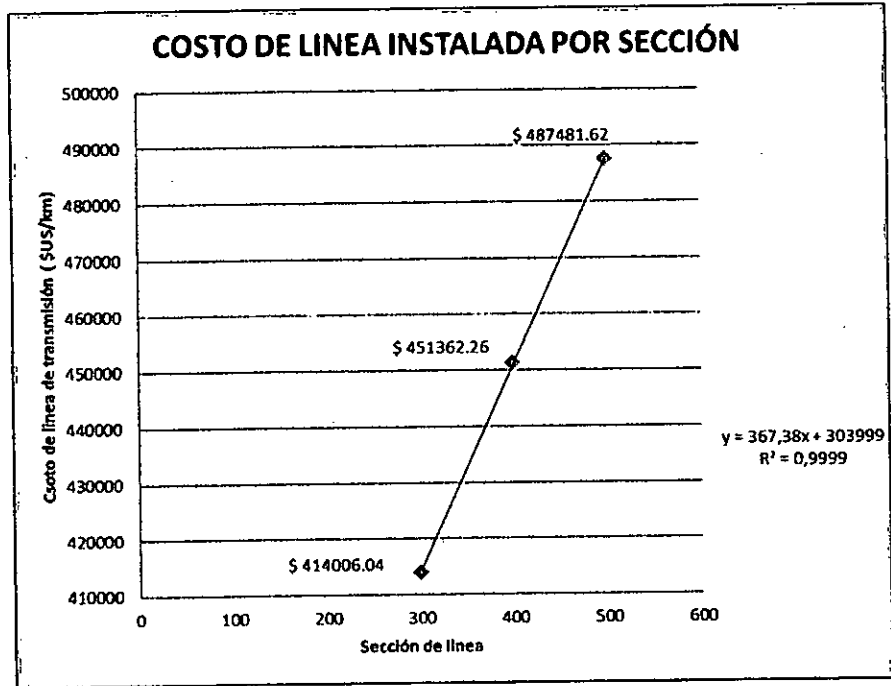


Figura 2,3. Fuente Resumen de módulos estándar los cuales se emplean en tarifas eléctricas.

En la tabla 2,7 se presenta los costos estimados de los módulos de 95, 120, 150, 185 y 240 mm². Estas se hallaron mediante la ecuación de la recta.

Sección	Costo (\$)
95	338900,10
120	348084,60
150	359106,00
185	371964,30
240	392170,20
300	414006,04
400	451362,26
500	487481,62

Tabla 2,7: Cuadro resumen de la ecuación de costos de LL.TT. por sección.

Entonces según el gráfico 2,1 a mayor sección de la línea mayor es su costo de inversión.

Cálculo del costo de las pérdidas de potencia y energía

Se han considerado para este tipo de proyecto las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule:

- i) Cálculo de costos de pérdidas de potencia por efecto Joule.

El costo de pérdidas de potencia Joule se calcula por las pérdidas de potencia que tiene un conductor cuando está transportando una determinada potencia, se analizó el flujo de potencia de los conductores en el programa NEPLAN Versión 5.2.4, para ver el comportamiento de las pérdidas de potencia y energía; confirmándose estas con una hoja de cálculo.

El cálculo de las pérdidas de potencia se calcula según la siguiente expresión¹³:

$$Potencia\ perdida = \frac{3xi^2R}{1000} (kW) \quad (2.7)$$

Para este caso se ha considerado:

Costo de Potencia (\$/kW) 4,962

De la fórmula anterior se obtuvo los siguientes resultados para un año:

Sección	Pérdidas de potencia	Costos pérdidas de potencia
95	145,815419	723,568514
120	115,437207	572,825074
150	92,3497656	458,260059
185	74,8781883	371,56221
240	57,7186035	286,412537
300	46,1748828	229,13003
400	34,6311621	171,847522
500	27,7049297	137,478018

Tabla 2,7: Resultados de las pérdidas de potencia por sección

¹³ Ecuación por efecto Joule en un conductor.

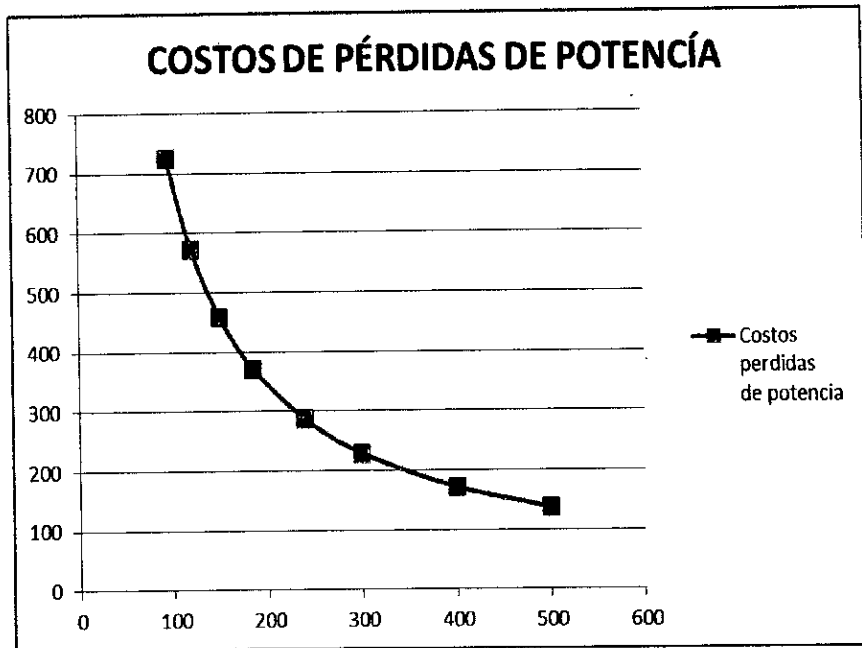


Figura 2.4: Curva de costos de pérdidas de potencia por sección.

- ii) Cálculo de costos de pérdidas de energía por efecto Joule.

El costo de pérdidas de energía Joule se determina multiplicando las pérdidas de energía Joule por el precio referencial de energía.

El cálculo de las pérdidas de energía se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{Energía perdida} = 3xi^2Rx8,76x\text{fp} \text{ (kW.h - año)} \quad (2.8)$$

$$\text{fp}^{14} = 0,3x\text{fc} + 0,7x\text{fc}^2 \quad (2.9)$$

Dónde:

fp = factor de pérdidas

fc = factor de carga

i = intensidad de corriente

R = resistencia de la red

Para este caso se ha considerado:

¹⁴ Factor de pérdidas del sistema eléctrico. Resolución Osinergmin N°175-2013-OS/CD

Costo de Pérdidas (Horas Punta) (US \$/kW.h)	0,0055
Costo de Pérdidas (Fuera de horas Punta) (US \$/kW.h)	0,0055

Sección	Perdidas de energía (kW.h-año)	Costos de pérdidas de energía (\$)
95	596302,07	3255,8093
120	472072,47	2577,5157
150	377657,98	2062,0125
185	306209,17	1671,9021
240	236036,23	1288,7578
300	188828,99	1031,0063
400	141621,74	773,25471
500	113297,39	618,60376

Tabla 2,8: Pérdidas y costos de energía

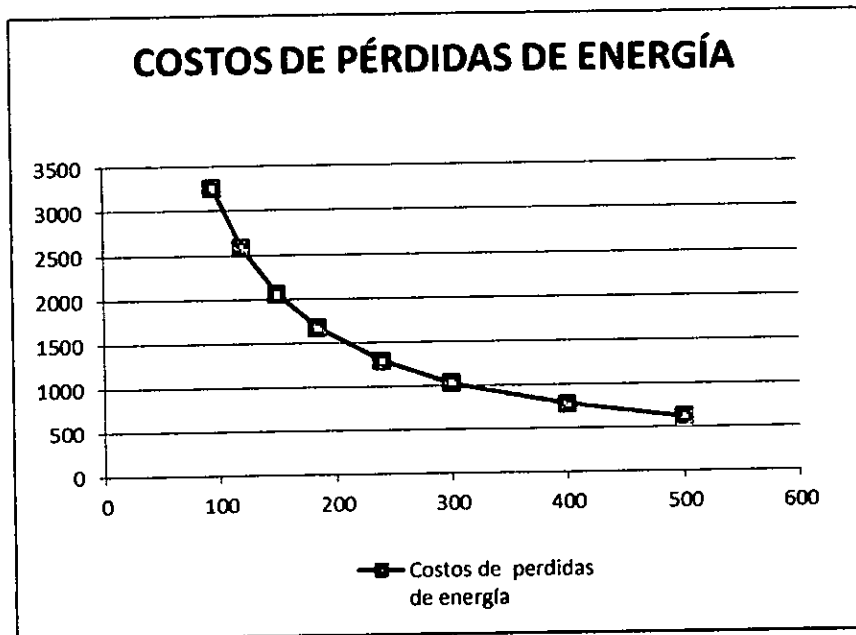


Figura 2,5. Curva de costos de energía por sección.

iii) Costo total de pérdidas anual:

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma del costo por pérdidas de potencia y energía.

$$CT = CP + CE \quad (2.10)$$

Dónde:

CT: Costo total de perdidas

CP: Costo de pérdidas de potencia

CE: Costo de pérdidas de energía

Sección (mm ²)	Costos Totales en pérdidas
95	3979,3778
120	3150,34076
150	2520,27261
185	2043,46428
240	1575,17038
300	1260,1363
400	945,102228
500	756,081782

Tabla 2,8: Costos total de pérdidas de potencia y energía.

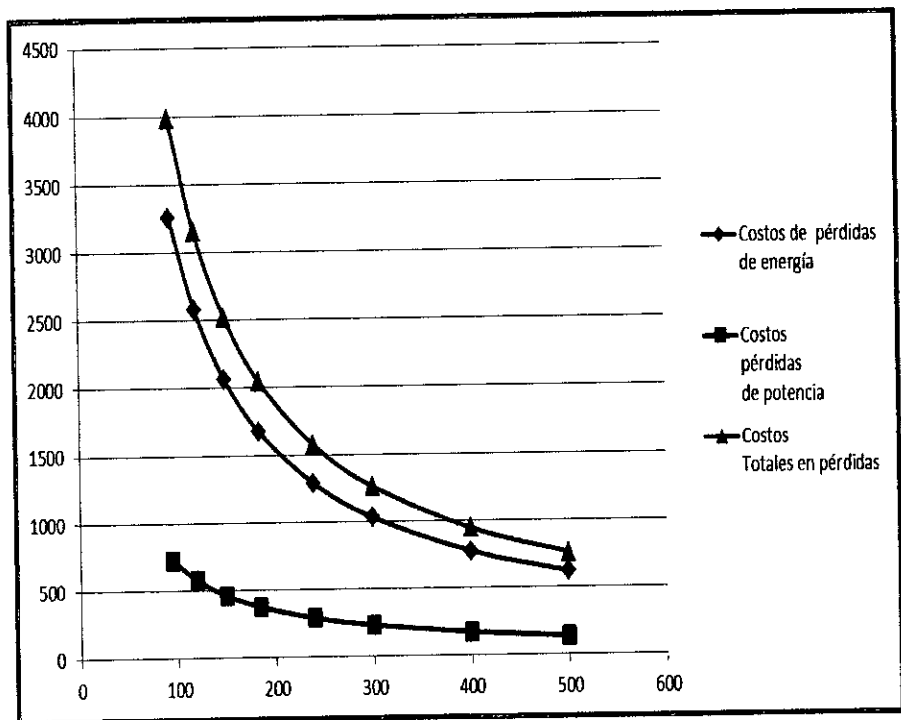


Figura 2,6. Curva de costos totales de energía y potencia por sección.

iv) Costo total de pérdidas a valor presente

El costo total de pérdidas que ocurre en un conductor es la suma de pérdidas de potencia y energía por efecto Joule a

valor presente. Estos costos de pérdidas a valor presente se calculan considerando una tasa de descuento del 12% anual y un periodo de 30 años¹⁵, mediante las siguientes formulas¹⁶:

$$CT_{VP} = \sum_{i=1}^n \frac{(CP + GE)_i}{(1 + t)^i} \quad (2.11)$$

CT_{VP}: Costo total a valor presente

CP: Costo de pérdidas de potencia a valor presente

CE: Costo de pérdidas de energía a valor presente

t : Tasa de descuento anual 12%.

El costo total (suma) actualizado de pérdidas de potencia y energía, se muestra en la gráfica 2,2 se observó que a mayor sección de la línea de transmisión menor es el valor del costo total actualizado de pérdidas de potencia y energía (Ver Anexo 5).

¹⁵ RESOLUCIÓN OSINERGMIN N° 175-2013-OS/CD: Aprobación de la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

¹⁶ CHASIPANTA GONZÁLEZ, Joaquín Alfredo. **Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico**. Tesis de grado. Quito. Escuela politécnica Nacional. 2011.

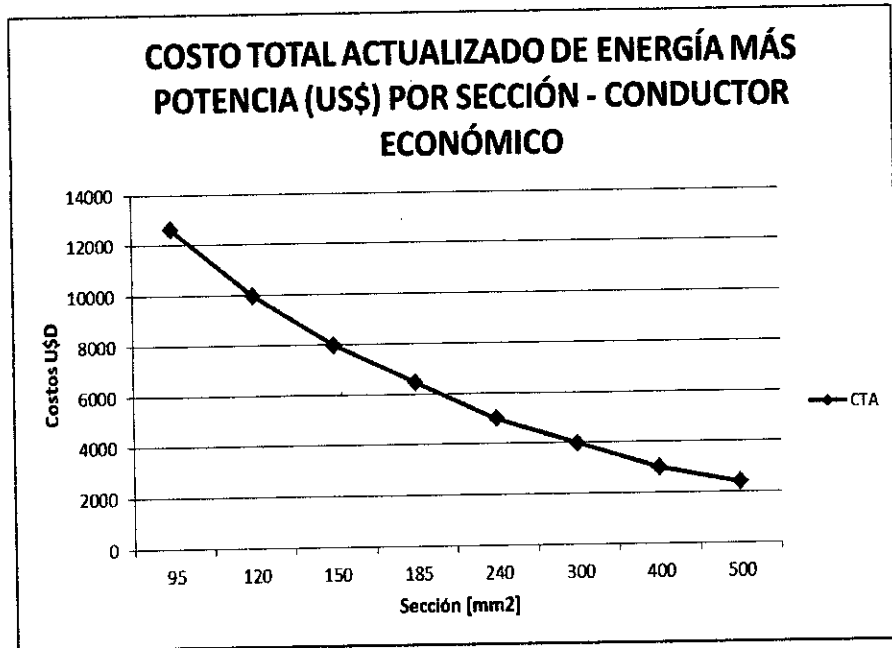


Figura 2,7. Costo total actualizado (CTA) por sección para escoger el conductor económico

2.3.5 Selección del conductor técnico - económica

“El modelo de evaluación técnica – económica, mediante el cálculo a valor presente de los costos de inversión y de pérdidas durante un periodo de tiempo permite encontrar la sección económica óptima.”¹⁷

Para este caso particular de la línea eléctrica submarina, esta iniciara en la subestación existente Santa Marina 220/60 kV y llegara a la subestación proyectada 60/22,9 kV ubicada en la isla San Lorenzo.

Se muestran los resultados de la evaluación técnica económica para la línea escogida de la base de datos de OSINERGMIN-GART. Su desarrollo por medio de tablas se muestra en el Anexo N° 5.

¹⁷ CHASIPANTA GONZÁLEZ, Joaquín Alfredo. **Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico.** Tesis de grado. Quito. Escuela politécnica Nacional. 2011.

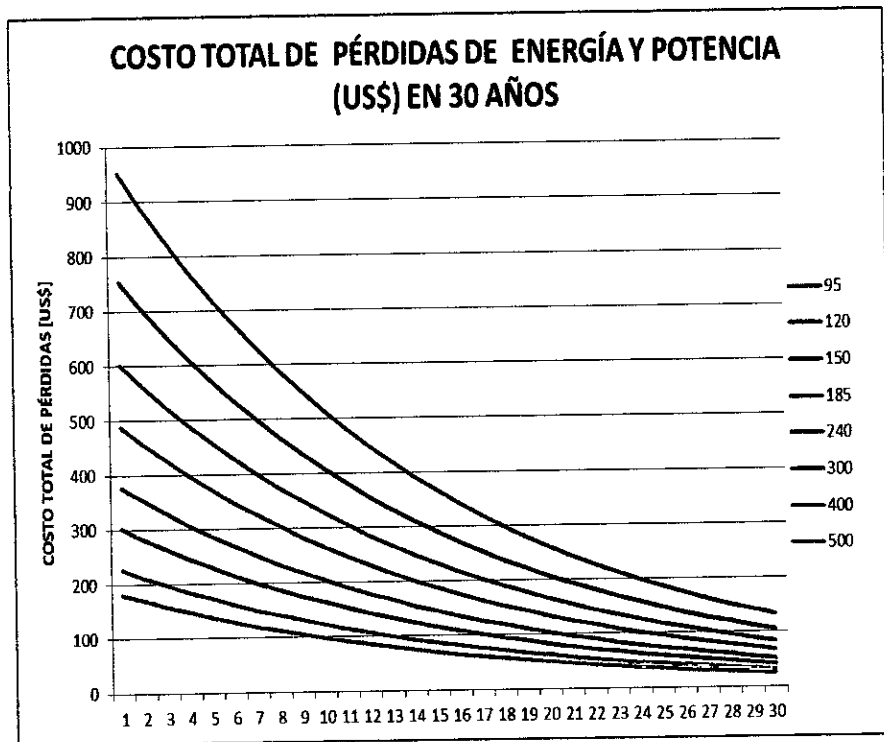


Figura 2.8. Costo total de pérdidas de energía y potencia en 30 años.

Fuente: Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico

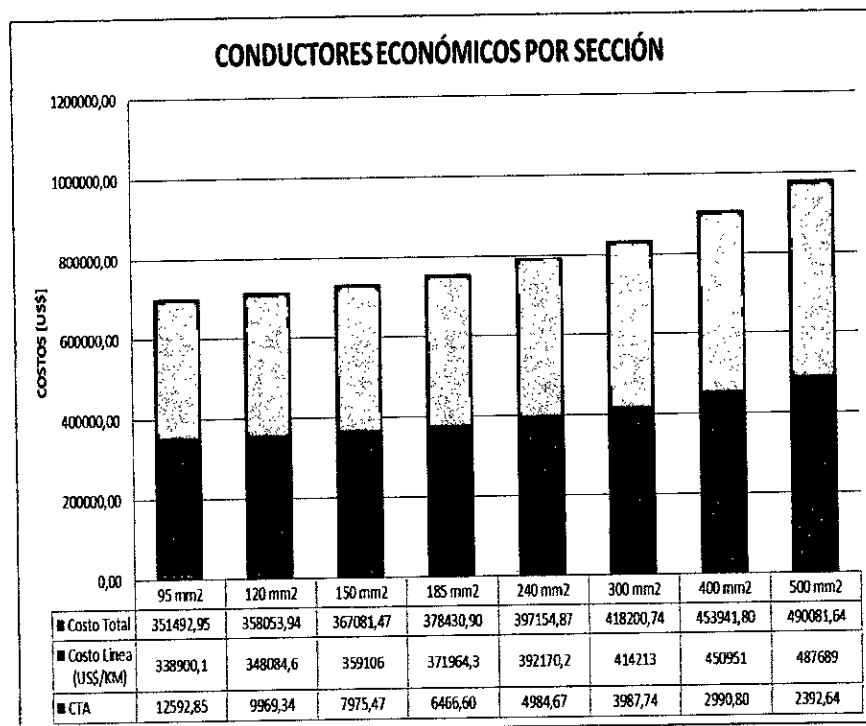


Figura 2.9. Conductores económicos por sección

Fuente: Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mulaló 138 kV utilizando el conductor más económico

Comparando entre las diferentes secciones de conductores el de 95 mm² es el que menos costo tiene pero es el de mayor valor actualizado, sin embargo no está en la base de datos de costos de conductores subterráneos en la costa, por lo que el menos costoso sería el de 300 mm².

Resultado: Se eligió el conductor de sección de 300 mm² por cumplir con la evaluación económica y los requerimientos técnicos, pero sobre todo por ser la de menor costo de las secciones disponibles en el mercado (líneas subterráneas en 60 kV).

Sección (mm ²)	Disponibilidad en el mercado	Evaluación Técnica	Evaluación Económica	Resultado final
95	NO	SI	SI	
120	NO	SI	SI	
150	NO	SI	SI	
185	NO	SI	SI	
240	NO	SI	SI	
300	SI	SI	SI	SELECCIONADO
400	SI	SI	SI	
500	SI	SI	SI	

Tabla 2,8: Tabla para escoger la sección según los requerimientos considerados

2.3.6 Procedimiento del tendido y recogida de la línea eléctrica submarina¹⁸.

a) Selección de la ruta:

Se determinó el área de emplazamiento del proyecto considerando la menor distancia posible entre la subestación eléctrica Santa Marina y la isla San Lorenzo, por tanto entre ambas subestaciones comprendieron tramos subterráneos y submarinos.

El área o ruta del cable comprende: desde la S.E. Santa Marina (intersección Avenidas Guardia Chalaca con Av. Pacífico), llegando a la isla San Lorenzo. La interface tierra – mar se ubicó en la Escuela Naval del Perú por ser la más próxima a la isla (Ver figura 2,8).

¹⁸ RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA: Interconexión eléctrica Mallorca – Eivissa (Cable a 132 kV Torrent. Santa POnsa). Madrid, 2011,

Para la ruta a través del Océano Pacífico se ha tomado en cuenta y como referencia de apoyo la Carta de Sondajes en metros: 2235 Puerto del Callao, levantamiento Hidrográfico realizado por la Dirección de Hidrografía y Navegación (Ver Anexo 6); en esta se ha escogido la ruta de mayor profundidad (para mejor protección del cable), además de cuidar de no cruzar por el Banco El Camotal un islote que dependiendo de las mareas puede verse o no ya que resultaría peligroso para el barco que va a transportar el cable. En definitiva la ruta más adecuada sería la que se muestra en la figura 2,8 y cuyas Coordenadas Geográficas es la que se muestran en la Tabla 2.9.

COORDENADAS GEOGRAFICAS		
ÍTEM	LATITUD	LONGITUD
1	-12° 4' 26"	-77° 10' 14"
2	-12° 4' 30"	-77° 10' 17"
3	-12° 4' 34"	-77° 10' 24"
4	-12° 4' 42"	-77° 10' 35"
5	-12° 4' 45"	-77° 10' 42"
6	-12° 4' 51"	-77° 11' 0"
7	-12° 4' 54"	-77° 11' 12"
8	-12° 4' 54"	-77° 11' 24"
9	-12° 4' 54"	-77° 11' 48"
10	-12° 4' 54"	-77° 11' 54"
11	-12° 4' 54"	-77° 12' 6"
12	-12° 4' 54"	-77° 12' 12"
13	-12° 4' 52"	-77° 12' 48"
14	-12° 4' 52"	-77° 12' 60"
15	-12° 4' 56"	-77° 12' 36"

Tabla 2.9. Coordenadas Geográficas de ruta de proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

b) Topografía del emplazamiento de la ruta elegida.

La información encontrada con respecto a este ítem resultó siendo muy escasa, por lo que a partir de la Carta de Sondajes en metros: 2235 Puerto del Callao, levantamiento Hidrográfico realizado por la Dirección de Hidrografía y Navegación (Ver Anexo 6), se hizo un trazado aproximado del perfil topográfico de la ruta elegida.

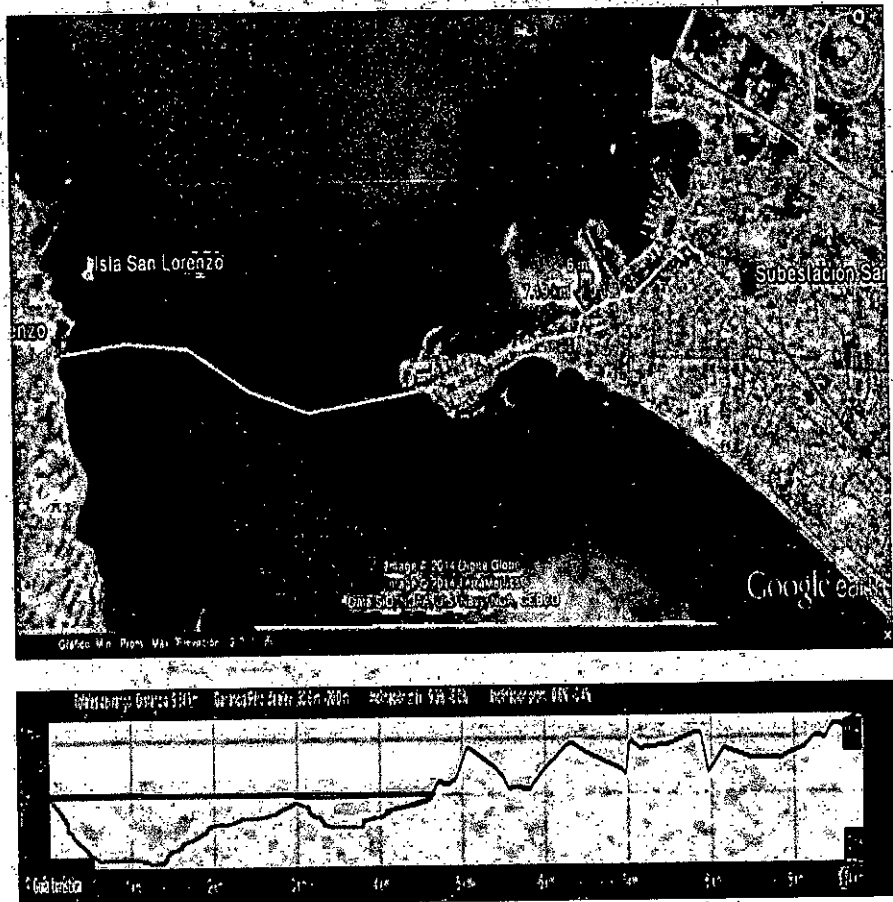


Figura 2,8: Vista satelital de la ruta de la línea eléctrica submarina.

Fuente: Google Earth

Se encontró cerca de la isla aproximadamente 12 metros de profundidad.

Tendido del cable submarino¹⁹:

En proyectos similares el tendido de cables a través del mar se realizó mediante el uso de barcos cableros, estos estuvieron equipados con sistema de posicionamiento GPS dinámicos para seguir exactamente la ruta escogida y mantenerse fijos cuando las condiciones del mar requieran suspender durante unas horas los trabajos de tendido.

Para comenzar las operaciones de tendido el barco se situara lo más cerca posible de la costa con la dirección de la ruta a seguir por los cables. Cuando el barco este situado correctamente el cable submarino será lentamente cargado desde el barco con una serie de flotadores hinchables y tendido hacia la costa por medio de botes auxiliares. Del mismo modo, desde la máquina de tiro instalada en tierra, se tendera un cable piloto de tiro con otro bote auxiliar. Cuando se alcance aproximadamente la profundidad de 1,5 a 2 m el cable piloto será conectado al extremo o al cabezal del cable submarino. Se empezara a tirar del cable piloto hasta la máquina de tiro situada en tierra detrás del punto del empalme de transición entre el cable submarino y el cable subterráneo, mientras que simultáneamente el barco va entregando más cable en flotadores hinchables.

Una vez finalizada la operación de tendido en la costa el cable será sumergido en el fondo del mar por buceadores especializados que irán retirando los flotadores hinchables del cable. Una vez terminada la salida del cable, el barco procede a recorrer la traza del cable correspondiente hasta la llegada en la costa, el barco avanza lentamente siguiendo la traza del mismo desenrollando el cable desde la bodega y siguiendo las guías dispuesta en la cubierta, el peso del cable hace que se situé exactamente en la traza definida.

En las proximidades del punto de llegada a tierra y antes de comenzar las operaciones de tierra, el barco se alejara cuidadosamente de la alineación de la ruta final del cable que deje su popa libre para las operaciones de tendido y será

¹⁹ REE RED ELECTRICA DE ESPAÑA: PROYECTO RÓMULO: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PENÍNSULA-BALEARES. Disponible también en: <http://www.youtube.com/watch?v=T5j2U3WNj0Q>, video web publicado el 08/02/2013.

situado en su posición final utilizado su sistema de posicionamiento dinámico.

La retirada de los flotadores se realizara partiendo desde el barco hacia la costa, permitiendo así que los submarinistas posicionen el cable en el fondo del mar.

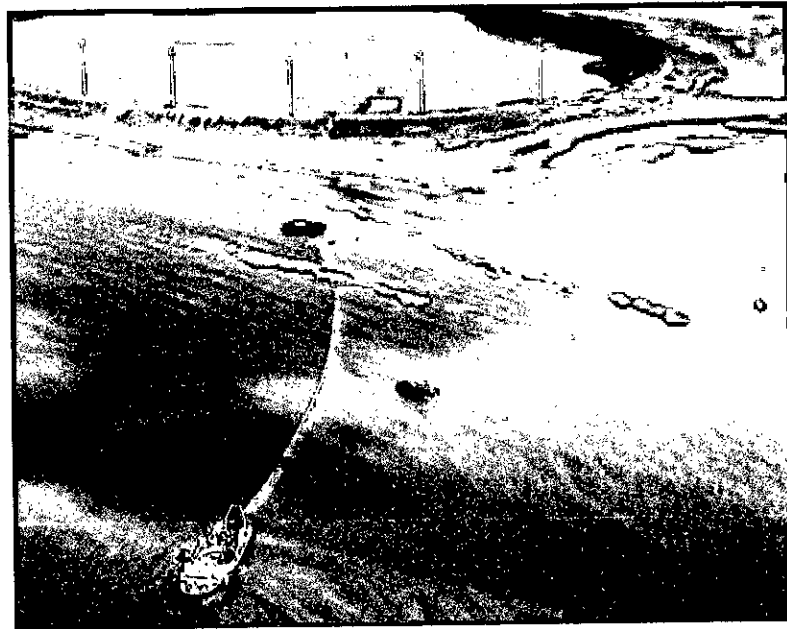


Figura 2,9: Tendido de cable submarino entre el Reino unido y los Países bajos

Fuente: Interconnecting the Netherlands and U.K. power grids. BritNed HVDC submarine cable link.

Para proteger al cable contra posibles accidentes con los aparejos o redes de la pesca artesanal este es enterrado en el lecho submarino, dado las dificultades de la topografía se encontraron en la investigación que también se hacía uso de un vehículo submarino similar a un arado para enterrar el cable y protégelo.

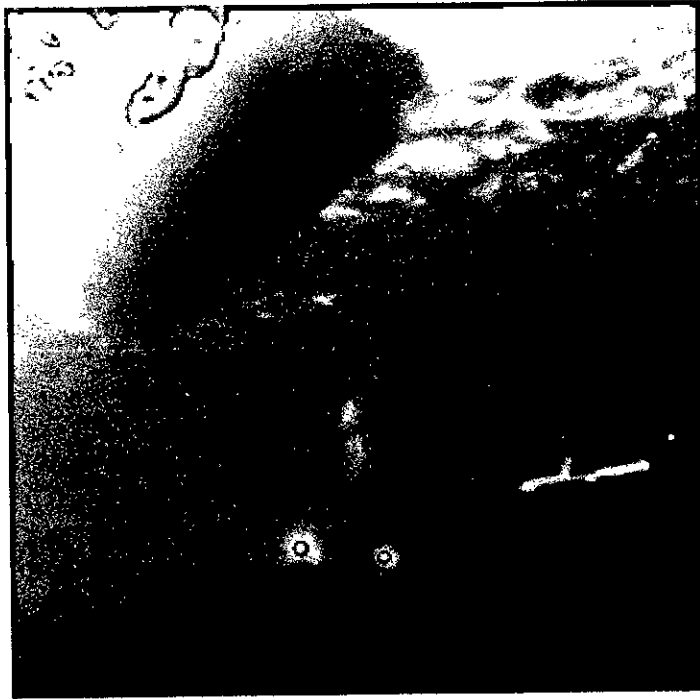


Figura 2,10: Interconexión eléctrica submarina entre España y Marruecos

Fuente: Interconexiones eléctricas submarinas. Red Eléctrica de España.

Tendido cable subterráneo:

Debido a la longitud del cable (7 km de cable subterráneos y 4 km de cable submarino aproximadamente) requiere de empalmes para el tramos subterráneo para facilitar su fabricación y transporte.

Según el catálogo de Nexas "Enlaces subterráneos 60-500 kV, cables sintéticos", La función de los empalmes es conectar tramos de cable entre sí para formar enlaces de grandes longitudes.

Según lo revisado el catalogo dispone del empalme utilizando la tecnología del pre moldeado, que consiste en un cuerpo mono bloque de elastómero. Las propiedades del material sintético permiten mantener la presión adecuada en la interfaz entre el cable y el empalme, a lo largo de la vida útil del sistema. Siendo este el que reunía condiciones adecuadas al proyecto se le eligió.

En cuanto a la instalación del cable eléctrico subterráneo implica los siguientes pasos, los cuales se representan en la figura (2,11).

- El pavimento es cortado y eliminado
- Se excava la zanja.
- Pozos, conductos de acero y cables de comunicación son instalados.
- El conducto debe ser revestido de hormigón.
- La zanja es recubierta con tierra y recibe pavimentación temporal.
- El cable se tira o jala a través del conducto de acero.
- Se completa la pavimentación permanente.

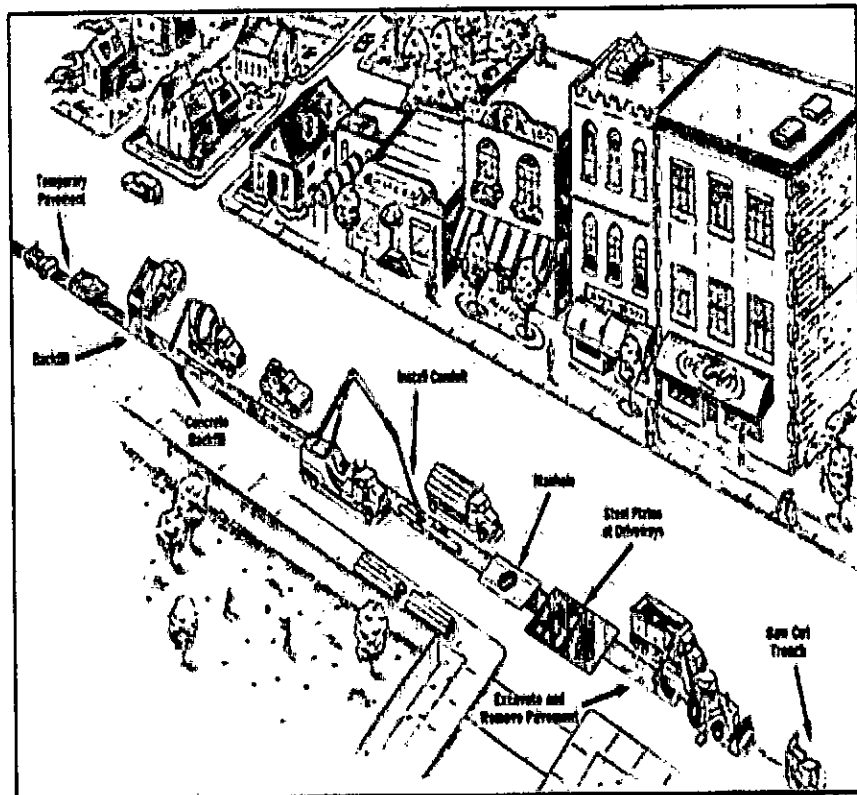


Figura 2,11: Instalación del tramo de cable subterráneo.

Fuente: Installation of underground and submarine electric cables. (Nantucket Electric, A National Grid Company).

2.4 Viabilidad económica

2.4.1 Estimado del costo de inversión (CI)

Calculo del costo de inversión de las instalaciones

El costo de inversión de la línea de transmisión eléctrica submarina – subterránea, se ha calculado en base a los

establecido en la "Base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistema de transmisión" aprobada por el OSINERGMIN, base de datos en la cual se han definido módulos estándar, tomando en consideración modelos típicos de SET's y Líneas de Transmisión.

CI celda de salida subestación Santa Marina - Callao

En la actualidad existe una subestación convencional con dos transformadores de 25 MVA.²⁰ Se ha proyectado lo siguiente:

- Una (01) celda de salida de línea de 60 kV.

CI de subestación 60/22,9 kV de la isla San Lorenzo

Se ha proyectado el siguiente equipamiento:

- Una (01) celda de llegada de línea
- Una (01) celda para transformador de potencia.
- Dos (02) celdas de salida de línea.
- Zona de servicios Auxiliares, Protección, Medición y Control.

CI de línea de transmisión

Se consideró el costo de cable subterráneo igual al del cable submarino que comprende aproximadamente 11 km de línea de transmisión de 300 mm² de Cu (7 km de cable subterráneos y 4 km de cable submarino aproximadamente), el mismo incluye los empalmes de la línea.

CI de obras civiles

- Una (01) subestación convencional en la isla San Lorenzo.

CI de edificio de control

- Un (01) módulo de edificio de control tipo convencional al interior, 33 kV en Costa.

Se muestra a continuación un cuadro con el presupuesto estimado:

²⁰ GIS de Osinergmin: <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFE/mapaSEIN/>

ITEM	DESCRIPCION	Unidad		TOTAL COSTO MODULO \$US/Km
1.0	Celda de salida subestación Santa Marina			
	MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL INTERIOR 60 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	1,00	121 155	121 155,16
2.0	Celda de subestación 60/22,9 kV de la isla San Lorenzo			
	MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL INTERIOR 60 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	1,00	121 155,16	121 155,16
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO 60/23 KV DE 15 MVA, instalado al interior en Costa de 0 a 1000 msnm	1,00	450 614,96	450 614,96
	MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL INTERIOR 60 KV COSTA URBANA (de 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA	2,00	121 155,16	242 310,32
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFASICO 60/23 KV DE 15 MVA, instalado al interior en Costa de 0 a 1000 msnm	1,00	450 615	450 614,96
	SERVICIOS AUXILIARES 22,9 KV - 100 KVA COSTA - RURAL (de 0 a 1000 msnm)	1,00	36 328,26	36 328,26
3.0	Línea de transmisión (11 km).			
	LINEA DE TRANSMISION EN 60 KV, COSTA URBANA DE 0 A 1000 MSNM - Instalación Subterránea - SIMPLE TERNA - SIN CABLE DE GUARDA Cable Subterr. de Cobre - 300 mm2, incluye empalmes de la línea.	11,00	9 166,63	100 832,93
4.0	Obras Civiles			
	MODULO DE OBRAS CIVILES GENERALES - SUBESTACION TIPO CONVENCIONAL, AL INTERIOR - TENSION 33 KV - COSTA	1,00	71 859,84	71 859,84
5.0	Módulo de edificio de control			
	MODULO DE EDIFICIO DE CONTROL TIPO CONVENCIONAL AL INTERIOR - TENSION 33 KV - EN COSTA -	1,00	344 148,89	344 148,89

SUBTOTAL	1 939 020,47
IGV (18%)	349 023,68
TOTAL	2 288 044,16

2.5 Viabilidad ambiental

En la actualidad la mayoría de cables submarinos son usados para las telecomunicaciones por fibra óptica, por lo que se toman como referencia ambiental de este proyecto, debido a que no hay en nuestro país una normatividad que regule el impacto ambiental del mismo²¹, para los antecedentes y referencias de estudio para el desarrollo de la viabilidad ambiental se han usado los siguientes documentos:

- Intermareal Asesorías Ambientales (2011), Regularización ambiental tendido de cable eléctrico submarino isla Guarⁿ, Calbulco - Chile.
- Nitratos del Perú – Walsh (2009); Estudio de Impacto Ambiental y Social Proyecto Nitratos del Perú.
- DP WORLD Callao, Estudio de Impacto Ambiental para el Diseño, Construcción, Operación y Cierre del Nuevo Terminal de Contenedores adyacentes al rompeolas sur del Terminal Portuario del Callao, Perú.

2.5.1 Área de emplazamiento del cable eléctrico submarino:

Se determinó el área de emplazamiento del proyecto considerando la menor distancia posible entre la subestación eléctrica Santa Marina y la isla San Lorenzo, por tanto entre ambas subestaciones comprendieron tramos subterráneos y submarinos.

El área o ruta del cable comprende: desde la S.E. Santa Marina (intersección Avenidas Guardia Chalaca con Av. Pacífico), llegando a la isla San Lorenzo. La interface tierra – mar se ubicó en la Escuela Naval del Perú por ser la más próxima a la isla (Ver figura 2.14).

Se estudió dos tramos:

2.5.2 Tramo submarino²²

Batimetría:

²¹ Ley del sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental y su Reglamento. Disponible en: http://www.mincetur.gob.pe/newweb/Portals/0/Turismo/Gestion%20Ambiental/pdfs/Ley_27446_SNEIA_SEIA.pdf. Consultada el 01 de abril del 2014.

²² Intermareal Asesorías Ambientales (2011), Regularización ambiental tendido de cable eléctrico submarino isla Guar, Calbulco - Chile.

En el área muestreada de la figura 2,12 el sustrato predominante fue bláindo, constituido en su mayoría por arena fina y gruesa. En los bordes de la isla se ubicaron sustratos rocosos hasta los 18 metros de profundidad. Además pequeños núcleos de fondos fangosos fueron observados al noroeste de La punta, sureste de El Frontón, y entre el Frontón y borde costero.

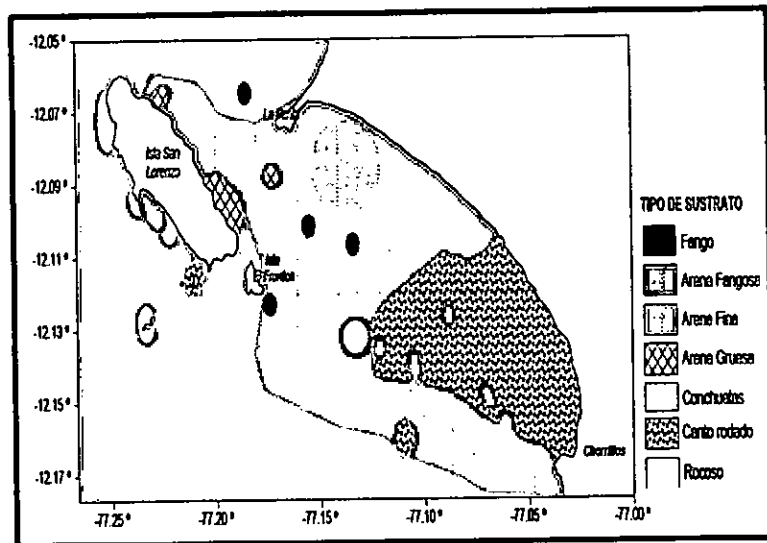


Figura 2,12: Tipos de sustratos en el litoral de la región Lima (Callao – Chorrillos).

Fuente: Centro Regional de Investigación Pesquera, Huacho – Lima IMARPE.

Corrontometria:

Este estudio según la documentación de los antecedentes, consiste en determinar la dinámica de las corrientes marinas ubicadas en la zona de emplazamiento. Según el DP WORLD Callao se puede observar que en la zona comprendida entre la isla San Lorenzo y La Punta, las olas tienen una dirección de sur a norte, siguiendo el flujo de circulación dominante, sureste-noroeste, para luego reorientar su dirección hacia el flanco norte de La Punta.

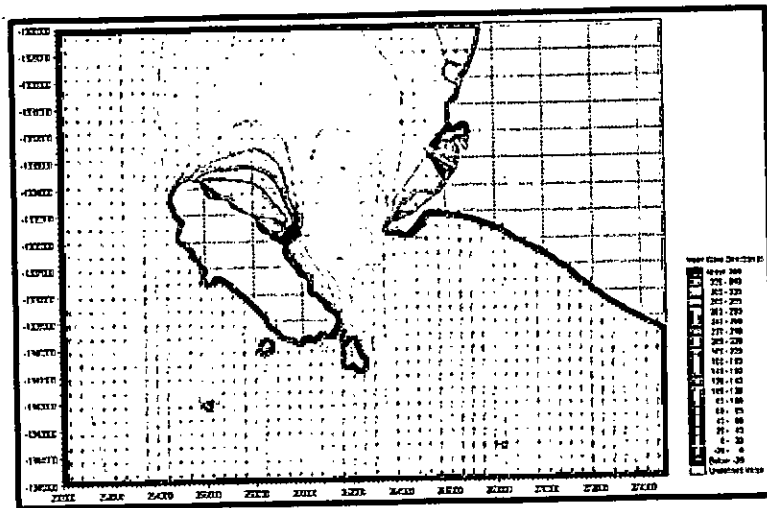


Figura. 2,13. Distribución de dirección de oleaje en el área de la isla San Lorenzo.

Fuente: DP WORLD Estudio de impacto ambiental muelles sur del Callao.

Granulometría y velocidad de sedimentación del sedimento marino

Se recopiló información acerca del fondo marino. Para ello se pidió apoyo a la Dirección de Hidrografía Naval (Ver Anexo 7), obteniéndose la siguiente información.

PARAMETROS	CHUCUITO	
	VERANO	INVIERNO
Granulometría	Arena arcillosa	Arena arcillosa

Tabla 2,10: parámetro de granulometría cerca al área del proyecto.
Fuente: Dirección de Hidrografía Naval

Los depósitos sedimentarios que estructuran la batimetría de La Punta en su flanco norte están constituidos por materiales que han sido erosionados en el flanco sur de La Punta y en la bahía de Lima, lo que ha permitido que en su zona norte la isobata de 5 metros tenga una extensión creciente hacia el extremo de La Punta²³.

²³ DP WORLD Callao, Estudio de Impacto Ambiental para el Diseño, Construcción, Operación y Cierre del Nuevo Terminal de Contenedores adyacentes al rompeolas sur del Terminal Portuario del Callao, Perú.



Figura 2,14: Área de emplazamiento del cable eléctrico submarino.

Fuente: Vista satelital Google Earth.

2.5.3 Tramo subterráneo:

La instalación del cable eléctrico subterráneo será a 1 metro de profundidad²⁴ e implica los siguientes pasos, los cuales se representan en el siguiente diagrama:

- El pavimento es cortado y eliminado
- Se excava la zanja.
- Pozos o buzones de inspección, conductos de acero y cables de comunicación son instalados.
- El conducto debe ser revestido de hormigón.
- La zanja es recubierta con tierra y recibe pavimentación temporal.
- El cable se tira o jala a través del conducto de acero, utilizando para esto si es necesario los buzones de inspección para tal fin.

Se completa la pavimentación permanente.

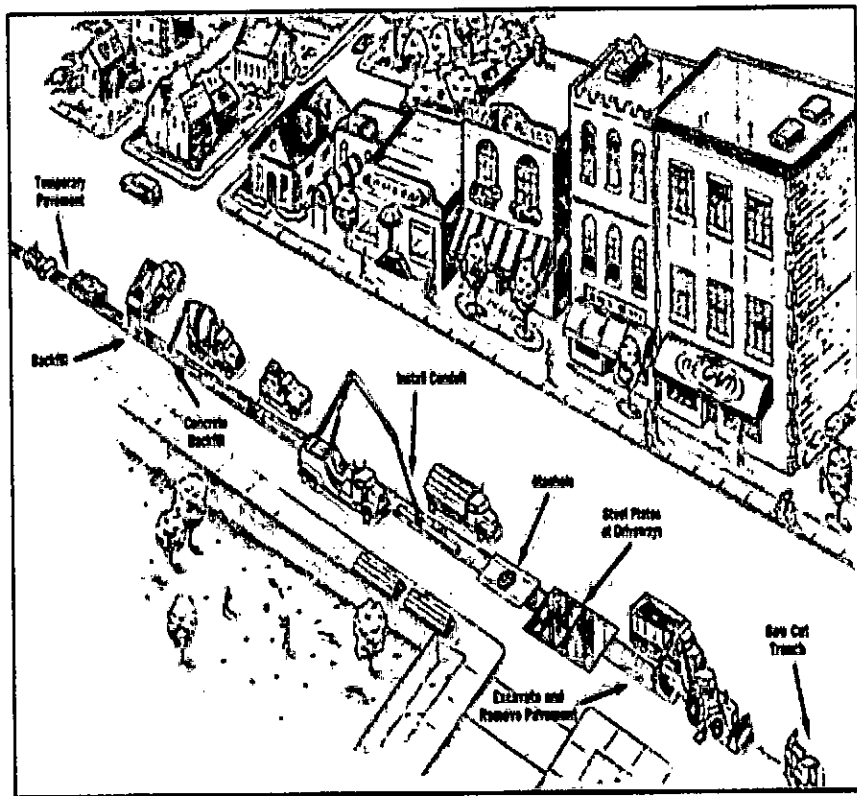


Figura. 2,15. Instalación del tramo de cable subterráneo.

Fuente: Installation of underground and submarine electric cables. (Nantucket Electric, A National Grid Company).

²⁴ Código Nacional de Electricidad- Suministro: Tabla 353-1: Profundidad de instalación de conductor de suministro.

2.5.4 Conclusiones de impactos ambientales de otros proyectos similares:

Se citan las conclusiones del proyecto Interconexión eléctrica Mallorca – Eivissa (Cable a 132 kV Torrent – Santa Ponça):

- “El hecho de que el tramo terrestre de la línea transcurra en soterrado en toda su longitud, aprovechando caminos o calles existentes y minimizando tramos de nueva construcción, garantiza la minimización de los efectos ambientales.
- Respecto al tramo marino, se ha buscado transcurrir por áreas arenosas no vegetadas y se ha empleado diferentes técnicas constructivas a efecto de minimizar la afección sobre las comunidades de fanerógamas: *Posidonia oceanica* y *Cymodocea nodosa*; (comunidades de alto valor ecológico recogidas en la Directiva Hábitats 92/43/CEE)”.

También se cita el boletín del Ministerio de Medio Ambiente, medio rural y marino de España, el cual trata sobre el impacto ambiental del proyecto Cable submarino fibra óptica Europe India Gateway, segmento 2 (aguas españolas), el cual tiene entre sus conclusiones lo siguiente:

- “Teniendo en cuenta todo ello, a propuesta de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, y de acuerdo con el análisis, las respuestas a las consultas realizadas, y las modificaciones asumidas por el órgano sustantivo y por el promotor en escritos recibidos el 26 de noviembre de 2009 y el 13 de enero de 2010 respectivamente, no se observa que el proyecto del cable submarino de fibra óptica en su trazado por aguas españolas vaya a producir impactos adversos significativos, por lo que resuelve no someter el referido proyecto al procedimiento de evaluación de impacto ambiental.”

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Relación entre las variables de la investigación

Se definen las siguientes variables:

3.1.1 Variable independiente X:

Proyecto de un Hub Port en la isla san Lorenzo:

3.1.2 Variable dependiente Y:

Enlace eléctrico submarino entre la isla San Lorenzo y el Callao

3.2 Operacionalización de las variables

3.2.1 Indicadores de la variable independiente X

Proyectos en la isla san Lorenzo. X1

3.2.2 Indicadores de la variable dependiente Y

Determinación de la máxima demanda de potencia de la isla. Y1

3.3 Tipo de investigación

Por su naturaleza este tipo de proyecto, que forma parte del escenario de que se va ejecutar el Hub Port, y por los pocos antecedentes en el sector eléctrico, es definido como investigación explorativa.

Además esta investigación se encuentra dentro de la rama de líneas eléctricas de transmisión.

3.4 Diseño de la investigación

3.4.1 Problema principal

- a) Unir eléctricamente la isla san Lorenzo con el sistema eléctrico peruano es posible saberlos gracias a la experiencia de otros países en temas similares, para esto se buscó bibliografía relacionada (revistas, periódicos, internet), de la cual se supo que la instalación del cable en el fondo del mar se hace con un barco cablero el cual lo transporta por toda la ruta seleccionada.
- b) Las condiciones ambientales se pudieron obtener gracias al aporte de la Dirección de Hidrografía Naval.

Para formular técnicas y métodos para la implementación de la línea eléctrica submarina, se tomó como referencias otras tesis similares, además para determinar la demanda estimada se usó la comparación con otras islas europeas y latinas que tienen los mismos alcances del Hub Port proyectado.

- c) Los cables adecuados económicamente y cuya caída de tensión máxima este dentro de las tolerancias, fueron obtenidos de catálogos de empresas que venden el cable, en los mismos están los parámetros eléctricos y mecánicos de los mismos.

Además los costos de los cables y su selección fueron obtenidos Base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistema de transmisión aprobada por el OSINERGMIN, base de datos en la cual se han definido módulos estándar, tomando en consideración modelos típicos de SET's y Líneas de Transmisión.

3.5 Etapas de la investigación

Las etapas de la investigación fueron las siguientes²⁵:

- Formular y delimitar el problema
- Revisar la bibliografía relacionada
- Establecer el marco teórico
- Identificar las variables de investigación
- Formular las hipótesis
- Selección de un plan de investigación
- Especificar la población
- Operacionalizar y medir las variables de investigación
- Seleccionar la muestra
- Recopilar, organizar y analizar los datos.
- Interpretación de resultado
- Comunicar resultados (sustentación ante el jurado).

3.6 Población y muestra

Para proyectar la demanda de energía de la isla san Lorenzo, se tomó como población a otras islas del mundo, considerando sus grados de similitud con el Hub Port proyectado.

²⁵ COMITÉ CIENTIFICO ASOCIACION ESPAÑOLA DE ENFERMERIA EN CARDIOLOGIA, **Etapas principales en el proceso de investigación**. Disponible en: <http://www.enfermeriaencardiologia.com/comite/proceso.htm>, artículo web. Consultada el 02/04/2014.

De esta población se tomó a 10 islas (tabla 2,1) que son similares y tienen un grado de desarrollo industrial y urbanístico como Hub Ports.

Los niveles de tensión estándares se tomaron del Código Nacional de Electricidad Suministro y la selección de la sección y sus costos fueron obtenidos Base de datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistema de transmisión aprobada por el OSINERGMIN, base de datos en la cual se han definido módulos estándar, tomando en consideración modelos típicos de SET's y Líneas de Transmisión.

3.7 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Para la recolección de información se usó libros de la carrera, se pidió información a entes estatales como la Dirección de Hidrografía Naval, se hicieron consultas a profesionales con experiencia en sector eléctrico.

3.8 Técnicas e instrumentos de análisis y procesamiento de datos

Se usaron herramientas informáticas como el Google Earth, Microsoft Excel para el proceso de la información. Para la simulación del flujo de potencia se usó el programa NEPLAN Versión 5.2.4.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1 Resultados parciales

La unión eléctrica de la isla San Lorenzo con el Callao, es posible de realizar con un cable submarino de 300 mm² de sección a 60 kV, para esto se determinó la potencia instalada de la isla utilizando otras potencias de islas con características similares al Hub Port a instalarse en la misma.

La línea en 60 kV con una longitud de 11 km (7 km de cable subterráneos y 4 km de cable submarino aproximadamente), desarrollando su recorrido inicial desde la S.E. Santa Marina (intersección Avenidas Guardia Chalaca con Av. Pacifico) llegando a la Punta y saliendo hacia el mar por la Escuela Naval²⁶, llegando a la isla San Lorenzo.

Se reutilizara las celdas existentes en 60 kV de la S.E. Santa Marina, en la actualidad está subestación cuenta con 2 transformadores 60/10 kV con 25 MVA cada uno. Se instalaría una subestación nueva y se ubicara otra en la isla San Lorenzo en la zona donde se encuentra la Base Naval.

INICIO	LLEGADA	CABLE	
Sub estación Santa Marina 220/60 kV Callao	Sub estación isla San Lorenzo 60/22,9 kV	SUBTERRANEO	SUBMARINO
		6 km 1-3x300 mm ² Cu- XLPE	5 km 1-3x300 mm ² Cu- XLPE

Tabla 2,11: Resumen del proyecto

Fuente: Elaboración propia

4.2 Resultados finales

Los resultados de esta investigación comprueban las hipótesis propuestas. La máxima demanda de la isla se determinó usando las demandas instaladas de otras islas de similares características es decir con Hub Port como se describe en la tabla 2,1, esta se determinó en 10 MW.

²⁶ Esto como propuesta por ser geográficamente la salida más cercana hacia la isla.

La tensión seleccionada fue utilizando la fórmula de Still la obteniéndose una tensión de 58,29 kV, con la cual la más cercana a la nominal según el CNE - Suministro es de 60 kV.

Para la determinación del conductor que garantice las condiciones técnicas adecuadas para el suministro hacia la isla se determinó en 95 mm² utilizando para esto el programa de flujo de potencia NEPLAN Versión 5.2.4 , desde el punto de evaluación económica se hizo el cálculo mediante la evaluación de VAN para cada conductor.

Se obtuvo que el más adecuado desde el punto vista económico es el 95 mm² que garantiza la continuidad técnica y económicamente. Según la base de datos de Osinergmin los módulos de líneas disponibles en la costa peruana son de 300 mm² por lo que se escogió para ser instalado.

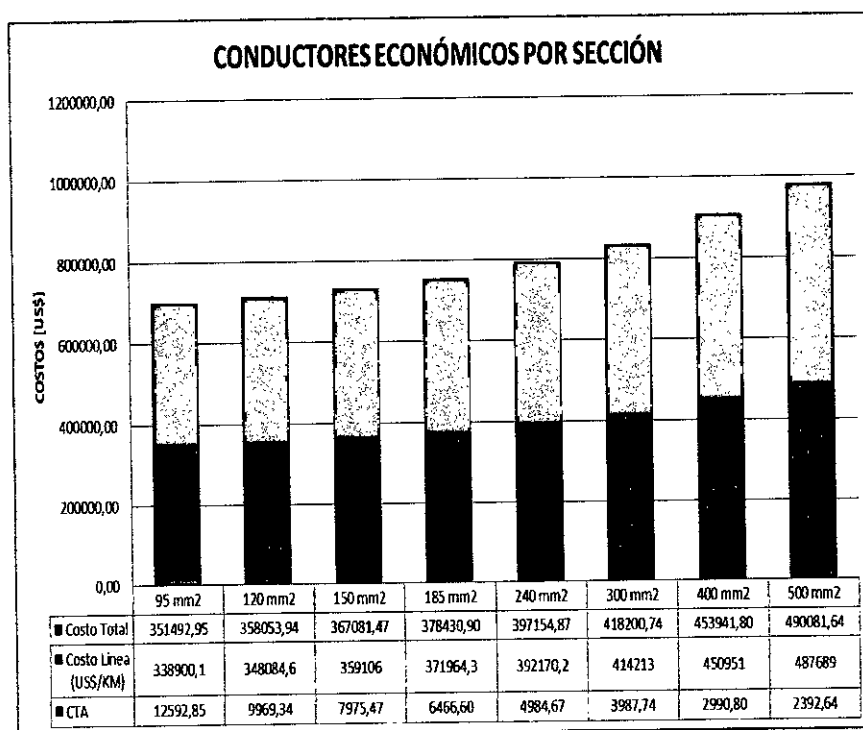


Figura 2,16. Conductores económicos por sección

Fuente: Estudio y repotenciación de la línea de transmisión Pucará – Mualó 138 kV utilizando el conductor más económico

La implementación de la línea eléctrica submarina según la experiencia internacional es mediante un barco cablero que tiende el cable desde la orilla de la costa del país hasta la orilla opuesta (en la isla).

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 Discusión del problema

En los últimos años los Gobiernos peruanos y el sector privado, se han dado cuenta del nuevo espacio económico y la oportunidad de negocio que significa la habitabilidad de la isla San Lorenzo; han manifestado su interés a través de dos proyectos importantes para crear áreas de desarrollo económico como son: Primero²⁷ la creación de centros turísticos, aprovechando la geografía, flora y fauna de la isla con la construcción de hoteles, centros comerciales y una autopista que la una al litoral. El segundo²⁸ proyecto es la concesión de la isla al sector privado en aprovechamiento de la posición geoestratégica central de la isla para la construcción de un Mega terminal multimodal Portuario, Aeroportuario y Terraportuario.

Cualquier isla tiene limitaciones de suministro eléctrico, por la que el abastecimiento de energía eléctrica en caso se dé la ejecución de cualquiera de ambos proyectos, limitaría el desarrollo de las mismas; el abastecimiento de energía eléctrica a través del funcionamiento de grupos electrógenos es adecuado, pero a largo plazo trae problemas como la falta de confiabilidad debido al deterioro de las máquinas y los altos costes del combustible.

Asimismo como se espera, una urbanización o un Mega puerto no pueden estar continuamente dependiendo de grupos electrógenos para su abastecimiento de energía eléctrica, ya que estos deberían ser solo usados en caso de corte de energía imprevista. Es por esta razón que este proyecto de investigación explorativa propuso el inicio del uso del cable eléctrico submarino como solución a la problemática descrita. Esta interconexión entre la isla y el país permitirá unir eléctricamente ambos sistemas, aumentando la calidad de suministro de energía eléctrica de la isla.

²⁷ R.S. N° 057-2009-EF: Proyecto isla San Lorenzo.

²⁸ R.S. 062-99- PE: Concesión del Estado de la isla San Lorenzo.

5.2 Resultados finales

Es posible interconectar eléctricamente la isla san Lorenzo con el Callao, mediante una línea eléctrica submarina en 60 kV, tal como se ha demostrado en el marco teórico.

- Se seleccionó la ruta más corta y adecuada que tenga la mayor profundidad posible. Una ruta submarina adecuada que no cruce por zonas poco profundas y que sea protegido con sedimentos.
- Según las condiciones de la demanda se seleccionó la tensión y la sección del conductor como se muestra a continuación:

COBERTURA DE LA POTENCIA INSTALADA EN LOS SISTEMAS INSULARES 2012					
Ítem	Isla	Potencia Media Anual (MW)	Superficie (km ²)	MW/km ²	MW según superficie
1	Baleares	893	4992	0,18	2,95
2	Gotland	20	2994	0,01	0,11
3	Tenerife	1060	2034,38	0,52	8,59
4	Fuerteventura	210,50	1659,74	0,13	2,09
5	Gran Canaria	999,00	1560,1	0,64	10,55
6	Margarita	403	1072	0,38	6,20
7	Lanzarote	417	845,94	0,49	8,12
8	La Palma	109	708,32	0,15	2,54
9	La Gomera	26	369,76	0,07	1,16
10	Hierro	15	268,71	0,06	0,92

Tabla 2,11. Cobertura de potencia instalada en sistemas insulares.
Fuente: Comisión Nacional de Energía (2011), "Informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura", España.

- Tensión seleccionada, 60 kV:

$$U = 5.5 \sqrt{0,62 \cdot L + \frac{P}{100}}$$

$$U = 58,29 \text{ kV}$$

Dónde:

U: Tensión de la línea eléctrica en kV

L: Longitud de la línea eléctrica en km

P: potencia a transmitir en kW.

- La cual es cercana a 60 kV, valor indicado en los niveles de tensión del Código Nacional de Electricidad según la figura 2,1.

017.A. Niveles de tensión

Podrá continuar utilizándose los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas siguientes (véase la definición Nivel de Tensión):

Baja Tensión: 380 / 220 V 440 / 220 V	Alta Tensión: 60 kV 138 kV 220 kV
Media Tensión: 20,0 kV (*) 22,9 kV 33 kV 22,9 / 13,2 kV 33 / 19 kV	Muy Alta Tensión: 500 kV

(*) Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

RECOMENDACIÓN: Para reducir situaciones de riesgo, en el radio de influencia de subestaciones contiguas, no deberá mantenerse sistemas eléctricos de diferentes características para el mismo nivel de tensión, por ejemplo, que subsistan sistemas de 380/220 V con neutro con puesta a tierra múltiple y 220 V sin neutro, esta situación sólo se mantendrá durante el tiempo requerido para su reemplazo dentro del cronograma comprometido con OSINERGMIN.

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9/ 13,2 kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural.

Figura 2,15: Niveles de tensión

Fuente: CNE Suministro 2011

Selección del conductor económico:

Comparando entre las diferentes secciones de conductores el de 95 mm² es el que menos costo tiene pero es el de mayor valor actualizado, sin embargo no está en la base de datos de costos de conductores subterráneos en la costa, por lo que el menos costoso sería el de 300 mm².

Resultado: Se eligió el conductor de sección de 300 mm² por cumplir con la evaluación económica y los requerimientos técnicos, pero sobre todo por ser la de menor costo de las secciones disponibles en el mercado (líneas subterráneas en 60 kV).

Sección (mm ²)	Disponibilidad en el mercado	Evaluación Técnica	Evaluación Económica	Resultado final
95	NO	SI	SI	
120	NO	SI	SI	
150	NO	SI	SI	
185	NO	SI	SI	
240	NO	SI	SI	
300	SI	SI	SI	SELECCIONADO
400	SI	SI	SI	
500	SI	SI	SI	

Tabla 2,5: Tabla para escoger la sección según los requerimientos considerados

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

De lo analizado y evaluado se concluye lo siguiente:

- a) En la actualidad se dispone de dos resoluciones R.S. N° 057-2009-EF: Proyecto isla San Lorenzo y R.S. 062-99-PE: Concesión del Estado de la isla San Lorenzo, para el aprovechamiento turístico e industrial de la isla San Lorenzo. La primera para la construcción de centros turísticos y la segunda para la construcción de Mega puerto (Hub Port).
- b) Es posible unir la isla eléctricamente con el SEIN a través de una línea eléctrica de cobre de 300 mm² de sección la cual garantiza un adecuado suministro eléctrico a la isla y eleva su confiabilidad, y es aceptable desde el punto de vista técnico y económico.
- c) La máxima demanda de potencia y energía del proyecto Hub Port es comparando la isla San Lorenzo con otras islas del mundo, las cuales cuentan con características similares a las del proyecto Hub Port.
- d) Las técnicas y métodos convencionales están relacionadas con el sondeo submarino, su importancia es la de determinar una ruta adecuada para la línea eléctrica submarina.

CAPÍTULO VII

RECOMENDACIONES

De lo analizado se recomienda lo siguiente:

- a) De contemplarse dentro de las políticas de los Gobiernos promocionar y ejecutar el proyecto del Mega puerto (Hub Port), sería adecuado contar con un suministro eléctrico a la isla.
- b) Además se recomienda implementar una regulación adecuada sobre la instalación del cable submarino.
- c) Se recomienda hacer un estudio de la potencia estimada del proyecto, los resultados de la demanda estimada en esta investigación solo puede ser confirmada cuando ya todo este implementado.
- d) Realizar un estudio más detallado de las profundidades del área de trabajo marítima.

CAPÍTULO VIII

BIBLIOGRAFÍA

CABANES MARTÍNEZ Raúl, Tesis Doctoral: Simulación del proceso de tendido de un enlace submarino mediante un modelo matemático analítico de los parámetros determinantes del mismo. Madrid, 1982, 347 pp.

DP WORLD-CALLAO Estudio de Impacto Ambiental para el Diseño, Construcción, Operación y Cierre del Nuevo Terminal de contenedores adyacente al rompeolías sur del terminal portuario del Callao, 50 pp.

FIEE-UNAC. "Directiva para desarrollar proyectos de tesis y tesis de pregrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional del Callao". Callao-Perú, 2012, 7pp.

INDECOPI, Sistema Legal de Unidades de Medida del Perú- Ley 23560

INSTITUTO DEL MAR DEL PERÚ. Delimitación y caracterización de bancos naturales de invertebrados bentónicos comerciales y áreas de pesca artesanal en la región Lima entre Chancay a Cerro Azul, 2010, 82 pp.

INSTITUTO DEL MAR DEL PERÚ. Paper: Modelado de la circulación marina y descargas hipotéticas en la bahía del Callao, Perú. 12 pp.

KOTHARI D.P.- NAGRATH I.J. Sistemas eléctricos de potencia, México, Mc Graw- Hill Interamericana Editores, S.A. Tercera Edición, 2008, 694 pp.

LARRAGUETA Nuria. Cableando las profundidades del mar. España, Revista Entrelíneas, 2009.

MINEM, Código Nacional de Electricidad, MINEM, Lima, 323 pp.

RIVERA MUÑOZ Henry Paul, Tesis de Grado: Ampliación del suministro de energía eléctrica en el muelle de reparaciones del Servicio Industrial de la Marina S.A., Lima, 2006, 155 pp.

STEPHEN C. Drew y HOPPER Alan G. Pesca y cables submarinos. Derechos del Comité Internacional para la Protección de los Cables Submarinos, 2009, 61 pp.

TAFUR PORTILLA Raúl, La tesis universitaria. Lima, Editorial Mantaro, 1995, 429 pp.

TORRES BARDALES C. El proyecto de la investigación científica. Lima, Libros y Publicaciones, Tercera edición, 2005, 251 pp.

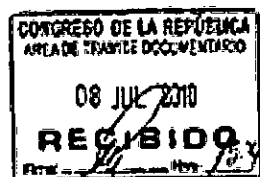
CAPÍTULO IX

ANEXOS

Anexo 1: Moción en Congreso de la Republica.



Moción de Orden del Día N° 10469



MOCIÓN DE ORDEN DEL DÍA

Los Congresistas miembros de la Bancada Nacionalista, en ejercicio de sus facultades establecidas en el artículo 69° literal b) y 83° del Reglamento del Congreso de la República, presenta la siguiente Moción de Orden del Día:

CONSIDERANDO:

Que, la Isla San Lorenzo tiene una ubicación estratégica indiscutible en el aspecto militar, es importante recordar que mediante el Decreto Ley N° 17397, en su artículo 1° señala que el Ministerio de Marina ejercerá a partir de la promulgación de este decreto ley, jurisdicción y vigilancia de la Isla San Lorenzo en toda su extensión por consideraciones de Defensa Nacional.

Que, en 1988 se aprobó un proyecto por la ONU mediante un concurso convocado a nivel Internacional, financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, La COPRI (Comisión de Protección a la Inversión Privada), en aquel entonces, ante el envío de la ONU, aprobó el proyecto sin observaciones el 28 de abril de 1999, el gobierno de aquel entonces, a través de la Resolución Suprema 062-99, encargó al Comité de Pro Inversión en Proyectos de Infraestructura Portuaria (Propuestos) los estudios respectivos y la elaboración del proyecto para la construcción en la Isla del gigantesco puerto.

Que, en junio de 2009, mediante la R.S. N° 057-2009-EF, se ratificó la R.S. 062-99-PE del Proyecto "CONCESIÓN DEL ESTADO DE LA ISLA SAN LORENZO" al sector privado en aprovechamiento de la posición geoestratégica central de la Isla para la construcción del Mega Terminal Multimodal Portuario, Aeroportuario y Terraportuario.

Que, lamentablemente la R. S. N° 057-2009-EF, cambia el sentido y la denominación otorgada en la R.S. 062-99-PE de "CONCESIÓN DE LA ISLA" por el de "PROYECTO ISLA SAN LORENZO", y que con argucia PROINVERSIÓN suplanta tal R.S. 062-99-PE al asignar el PROYECTO ISLA SAN LORENZO al comité PROINVERSIÓN en activos, inmuebles, y otros proyectos del ESTADO PRO-VALOR, (Negocio de venta) es decir usar los terrenos exclusivos para la defensa de la única ISLA ESTRATÉGICA CENTRAL del hemisferio occidental, de América Latina y del Perú para negocios.

que lo convertía dada su condición geoestratégica central del hemisferio occidental de América Latina, en el más importante y más utilizado en el Océano Pacífico, dado que esta ubicación permitirá el viaje en línea recta de los grandes transportes que vengan del extranjero.

Que, la Resolución antes mencionada propicia negocios de interés particular, utilizando un bien público como es la Isla San Lorenzo, inalienable, inviolable e imprescriptible (Arts. 54°, 73°, 163°, 167°) y de uso vital, primordial, estratégico e insustituible en el aspecto militar y de la Marina de Guerra del Perú, inherentes a los fines de defensa y seguridad nacional (Decreto Ley No. 17397 del 25-En-1969).

Que, lamentablemente la R.S. 057-2009, amputa en forma retroactiva, autocrática y dictatorial el Mega Terminal de la Isla San Lorenzo, el Corredor Interoceánico Callao-Lima-Pasco-Junín-Huánuco-Ucayali-Loreto y demás obras de infraestructura de servicio público declarada su ejecución de necesidad pública y preferente interés nacional por el Congreso de la República conforme la Autógrafa de Ley N° 14239/2005 y observada sin sustento por el Poder Ejecutivo (Oficio 114-2006-PR de fecha, 15-08-2006 del actual Gobierno).

Que, tal incumplimiento le cercenaría al Perú la posibilidad megaportuaria para de competir con ventaja con el megapuerto de Mejillones; también, las esperanzadas macro fuentes de trabajo descentralizado en beneficio de los pueblos olvidados de nuestra Nación y a la vez en incremento de la hegemonía Chilena en el Pacífico Sur, actos probatorios de deducible **TRAICIÓN A LA PATRIA**.

Que, no se puede desaprovechar las ventajas inherentes a la posición geoestratégica central de la Isla, de su Mega Terminal marítimo, aéreo y terrestre y de sus beneficios de mayor competitividad en la logística del transporte a favor del comercio de exportación e importación y del turismo internacional, al suplantarlos por obras inmobiliarias intrascendentes como hoteles, restaurantes, casinos y bares, que la población no necesita. Asimismo, con estos actos se quita al Perú la facultad de impulsar el renacimiento de su marina mercante, de su transporte aéreo comercial y de ocupar sus fuerzas laborales de mar y del aire.

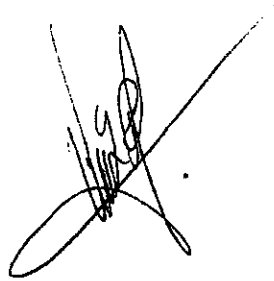
Que, existe una clara preocupación por la Asociación de Oficiales Generales y Almirantes (ADOGEN), quienes manifiesta su opinión contraria a la enajenación de esta importante zona estratégica para la defensa nacional, centro histórico debido a los restos arqueológicos que se encuentran de la cultura Ichama y por el hábitat de una variada fauna marina que se encuentra protegida por ley, y por estos motivos se oponen a la venta o concesión de la Isla San Lorenzo.

Por estas consideraciones, el Pleno del Congreso de la República,


ACUERDA:

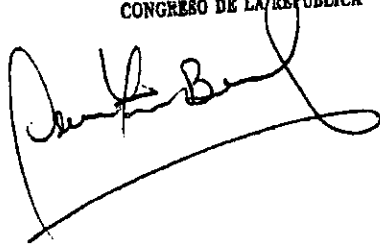
PRIMERO: La conformación de una Comisión Investigadora con la finalidad de determinar las verdaderas razones por la cual se modifica el sentido otorgado en la R.S. 062-99-PE de "CONCESIÓN DE LA ISLA" por el de "PROYECTO ISLA SAN LORENZO", con la R. S. N° 057-2009-EF, el cual designa a este proyecto para fines inmobiliarios y turístico, y quienes se benefician con esta modificación.

Lima, 06 de julio de 2010



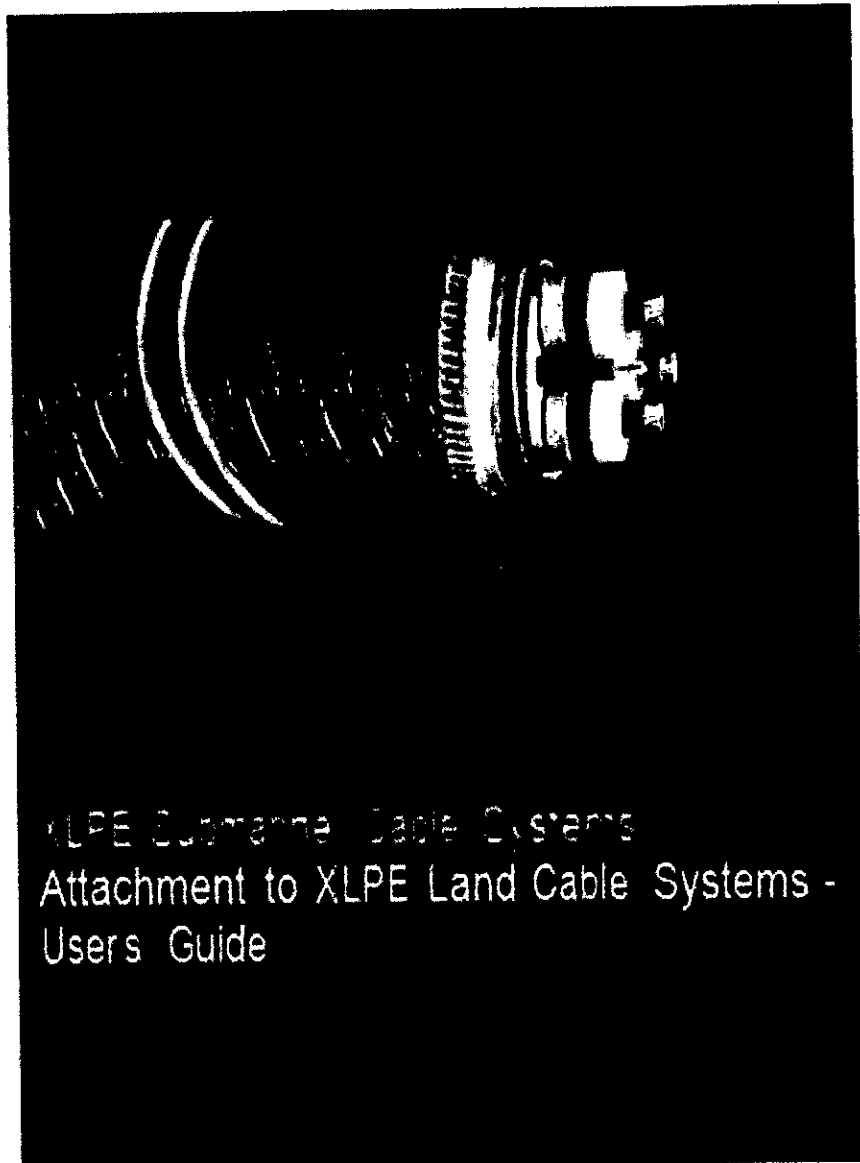

Werner
Cabrera.



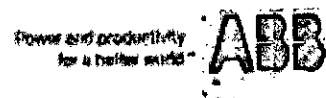
MARISOL ESPINOZA CRUZ
Directivo Portavoz
Grupo Parlamentario Nacionalista
CONGRESO DE LA REPÚBLICA

DANIA NENA ESCALANTE LEON
Congresista de la República

Anexo 2: Especificaciones técnicas cable submarino.



Rev 5



Three-core cables with lead sheath

Cable section diameter mm	Outer diameter of lead sheath mm	Lead sheath thickness mm	Lead sheath weight kg/m	Outer diameter of cable mm	Outer weight kg/m	Outer weight of lead sheath kg/m	Outer weight of cable kg/m	Outer weight of cable kg/m	Outer weight of cable kg/m	Outer weight of cable kg/m
55	80	2.0	21.6	82.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.12	0.12
100	125	3.0	31.0	132.0	30.0	32.8	0.19	1.6	0.15	0.15
150	182	3.0	32.5	195.0	31.5	34.6	0.21	1.6	0.16	0.16
185	198	3.0	34.2	213.0	32.7	35.2	0.22	1.8	0.17	0.17
240	241	3.0	35.5	251.0	35.0	38.5	0.24	2.0	0.19	0.19
300	307	3.0	38.8	310.0	37.8	42.3	0.25	2.2	0.21	0.21
400	382	3.0	41.5	383.0	40.1	47.3	0.23	2.4	0.23	0.23
500	452	3.0	45.0	460.0	43.8	52.2	0.22	2.6	0.24	0.24
600	528	3.0	48.5	538.0	47.8	57.8	0.25	2.9	0.22	0.22
800	687	3.0	52.5	720.0	48.5	63.6	0.23	3.1	0.21	0.21
1000	873	3.0	57.8	930.0	49.8	71.1	0.25	3.5	0.20	0.20

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 65 kV (Ca = 52 kV)

Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca
55	112	9.0	21.6	120.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.12	0.12
100	165	9.0	31.0	172.0	30.0	32.8	0.19	1.6	0.15	0.15
150	212	9.0	32.5	225.0	31.5	34.6	0.21	1.6	0.16	0.16
185	228	9.0	34.2	243.0	32.7	35.2	0.22	1.8	0.17	0.17
240	271	9.0	35.5	281.0	35.0	38.5	0.24	2.0	0.19	0.19
300	327	9.0	38.8	340.0	37.8	42.3	0.23	2.2	0.21	0.21
400	402	9.0	41.5	413.0	40.1	47.3	0.22	2.4	0.23	0.23
500	472	9.0	45.0	490.0	43.8	52.2	0.22	2.6	0.24	0.24
600	548	9.0	48.5	568.0	47.8	57.8	0.25	2.9	0.22	0.22
800	707	9.0	52.5	750.0	48.5	63.6	0.23	3.1	0.21	0.21
1000	893	9.0	57.8	960.0	49.8	71.1	0.25	3.5	0.20	0.20

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 65 kV (Ca = 72.5 kV)

Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca
55	112	9.0	21.6	120.0	19.1	20.8	0.17	2.0	0.14	0.14
100	165	9.0	31.0	172.0	30.0	32.8	0.18	2.1	0.15	0.15
150	212	9.0	32.5	225.0	31.5	34.6	0.19	2.2	0.16	0.16
185	228	9.0	34.2	243.0	32.7	35.2	0.20	2.4	0.17	0.17
240	271	9.0	35.5	281.0	35.0	38.5	0.22	2.6	0.18	0.18
300	327	9.0	38.8	340.0	37.8	42.3	0.21	2.8	0.19	0.19
400	402	9.0	41.5	413.0	40.1	47.3	0.21	3.1	0.20	0.20
500	472	9.0	45.0	490.0	43.8	52.2	0.23	3.5	0.21	0.21
600	548	9.0	48.5	568.0	47.8	57.8	0.25	3.9	0.22	0.22
800	707	9.0	52.5	750.0	48.5	63.6	0.23	4.3	0.21	0.21
1000	893	9.0	57.8	960.0	49.8	71.1	0.25	4.6	0.21	0.21

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Ca = 121 kV)

Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca	Ca
185	158	15.0	50.2	175.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.15	0.15
240	181	15.0	50.5	197.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.16	0.16
300	204	14.0	50.8	217.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.17	0.17
400	232	12.0	51.5	233.0	38.7	47.2	0.20	3.9	0.18	0.18
500	252	12.0	55.0	257.0	41.5	50.0	0.22	4.3	0.19	0.19
600	273	12.0	55.5	278.0	41.8	52.7	0.24	4.7	0.20	0.20
800	337	12.0	52.5	315.0	51.4	58.5	0.25	5.2	0.21	0.21
1000	413	12.0	57.8	370.0	51.8	65.1	0.23	5.6	0.18	0.18

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminum)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)										
165	15.6	16.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.15	3.0	0.47
240	16.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.6	45.3	0.14	3.1	0.44
300	20.4	15.0	54.8	2.1	157.0	42.4	46.0	0.15	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	158.0	43.6	51.1	0.16	4.3	0.40
500	25.2	15.0	58.0	2.3	176.0	45.6	58.0	0.20	4.6	0.53
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	66.2	0.21	5.1	0.57
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.56
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.26	6.1	0.55

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)										
240	16.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	63.5	0.15	4.1	0.42
500	25.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	66.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	65.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.56
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.6	0.21	5.7	0.57
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.56

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	25.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	96.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	25.2	25.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.6	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	236.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.5	0.18	9.0	0.39

Anexo 3: Demanda de energía en sistemas insulares.



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME MARCO SOBRE LA
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Y GAS NATURAL, Y SU COBERTURA**

AÑO 2011

9 de febrero de 2012



Según los datos expuestos anteriormente, el Operador del Sistema concluye que, dentro del periodo analizado para el estudio probabilístico, que es aquel que atiende a criterios normales en la operación del sistema, es decir, con las interconexiones existentes y futuras entre islas y con el sistema peninsular a pleno rendimiento, en el sistema Mallorca-Menorca no se hace necesaria la puesta en servicio de nueva generación.

En el sistema Ibiza-Formentera se produce una situación de margen suficiente de generación, por lo que el contingente de generación que está previsto instalar en el periodo no es necesario en el corto plazo, si bien será necesario para garantizar la cobertura más adelante.

Islas Canarias

Como se ha mencionado anteriormente, se parte de una potencia instalada total en 2010 de 3.060 MW, repartidos en 2.720 MW de régimen ordinario (en los que se incluyen 845 MW de Centrales de Ciclo Combinado) y 340 MW de régimen especial.

Se muestran, en los cuadros siguientes, las modificaciones previstas de potencia así como la cobertura de demanda consecuencia de las mismas, basadas en la información suministrada por el agente generador, y la cobertura probabilística según datos del operador del sistema.

Escenario del Agente Generador:

El agente generador aporta la información reflejada en los cuadros siguientes para cada sistema: Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro. Ha supuesto la entrada en servicio de todos los refuerzos de la red de transporte contemplados en el documento de mayo de 2008 de la Planificación de los Sectores de la Electricidad y el Gas 2008-2016, elaborado por la Subdirección de Planificación Energética de la Secretaría General de Energía.

Gran Canaria	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	1.033	999	999	1.074	1.149
Potencia instalada R.E.	196	214	232	249	268
Total Potencia disponible	918	890	890	969	1.027
Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	715	687	687	756	824
Demanda de potencia Punta	563	580	597	615	633
Reserva de potencia	152	107	90	141	191

Tenerife	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
Potencia instalada R.E.	174	163	195	206	219
Total Potencia disponible	972	972	972	972	972



Potencia neta grupo mayor	101	101	101	101	101
Potencia neta seguridad	769	769	769	769	769
Demanda de potencia Punta	565	582	600	616	635
Reserva de potencia	204	167	169	151	133
Lanzarote-Fuerteventura					
	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	417	417	441	441	459
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	327	344	356	356	353
Potencia neta grupo mayor	32	32	32	32	32
Potencia neta seguridad	262	280	301	301	316
Demanda de potencia Punta	250	258	255	273	282
Reserva de potencia	12	22	35	28	37
La Palma					
	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	109	109	109	109	109
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	97	97	97	102	102
Potencia neta grupo mayor	22	22	22	22	22
Potencia neta seguridad	54	54	54	59	59
Demanda de potencia Punta	45	47	45	50	51
Reserva de potencia	6	7	5	10	6
La Gomera					
	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	25	25	30	30	30
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	20	20	23	23	23
Potencia neta grupo mayor	3	3	3	3	3
Potencia neta seguridad	14	14	17	17	17
Demanda de potencia Punta	12	13	13	14	14
Reserva de potencia	1	1	4	9	9
El Hierro					
	2011	2012	2013	2014	2015
Potencia instalada R.O.	13	15	28	30	30
Potencia instalada R.E.	-	-	-	-	-
Total Potencia disponible	10	10	23	25	25
Potencia neta grupo mayor	2	2	4	4	4
Potencia neta seguridad	6	6	15	17	17
Demanda de potencia Punta	8	8	8	9	9
Reserva de potencia	-2	-2	7	9	6

Figura 5.2.14. Evolución de la reserva de generación en las islas Canarias. Datos en MW
Fuente: Endesa y CNE.



Con los datos anteriores, resultarían los siguientes índices de cobertura:

Índice de cobertura (%)	2011	2012	2013	2014	2015
Gran Canaria	1,63	1,54	1,49	1,56	1,62
Tenerife	1,72	1,67	1,62	1,57	1,53
Lanzarote-Fuerteventura	1,31	1,34	1,38	1,34	1,36
La Palma	2,13	2,07	2,01	2,05	2,00
La Gomera	1,59	1,54	1,74	1,69	1,64
El Hierro	1,25	1,20	2,77	2,89	2,83

Figura 5.2.15. Evolución de los índices de cobertura en las Islas Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

(*) Se ha calculado como "Total Potencia disponible" sobre "Demanda de potencia Puntal" según los datos aportados por el agente generador.

Conforme al Anexo I de la Orden ITC/914/2008, de 30 de marzo, los índices de cobertura máximos a efectos de cobro de la retribución de garantía de potencia (coste fijo de generación) son: Gran Canaria y Tenerife 1,5, Lanzarote 1,6, Fuerteventura 1,7 y La Palma, La Gomera y El Hierro de 1,8. En el cuadro anterior se observa que estos máximos son superados en muchos de los casos.

Por otra parte, el agente generador también aporta sus cálculos sobre la probabilidad de fallo del equipo térmico (LOLE), siendo los siguientes:

LOLE (días/año)	2011	2012	2013	2014	2015
Gran Canaria	0,013	0,019	0,053	0,022	0,005
Tenerife	0,009	0,002	0,004	0,009	0,016
Lanzarote-Fuerteventura	0,012	0,022	0,010	0,004	0,009
La Palma	0,004	0,010	0,015	0,005	0,005
La Gomera	0,018	0,002	0,003	0,004	0,007
El Hierro	0,696	0,138	0,000	0,000	0,000

Figura 5.2.16. Probabilidad de fallo del equipo térmico en las Islas Canarias. Fuente: Endesa y CNE.

Considerando que el Real Decreto 1747/2003 fija el objetivo de mantener el LOLE por debajo de 0,1 días/año, los resultados anteriores son en general positivos salvo en el caso de El Hierro a corto plazo, donde los grupos deberían haber entrado en funcionamiento con anterioridad, puesto que el proceso de obtención de permisos se ha dilatado, si bien se espera que a finales de 2011 se resuelva esta situación.

El agente generador pone de manifiesto la importancia de la disponibilidad de gas natural, puesto que se ha decidido la instalación de ciclos combinados en las islas mayores por su mayor eficiencia energética y menores emisiones atmosféricas, pero lo cierto es la disponibilidad de gas natural en Canarias no será una realidad hasta más allá del año 2015



Inicio | Noticias | Eventos | Servicios | Contacto | RSS | Mapa

Libro
En 1,6 megavatio los últimos meses del 2012

Margarita disminuyó demanda eléctrica gracias a Misión Luciernaga

09-01-2012

Gracias a un conjunto de medidas adoptadas por el Gobierno Nacional, durante el último mes del 2011, Margarita logró reducir a 300 MW su máxima demanda eléctrica, registrada en 400 MW en el mes de septiembre del mismo 2011.

Esta disminución de la demanda se atribuye a diversas acciones, entre ellas las contempladas en la Operación Luciernaga II, programa creado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), ejecutado conjuntamente por la estatal eléctrica, las Ataluzas y Consejos Comunitarios de las once municipalidades del estado Nueva Esparta.



Esta Operación prevé la sustitución de equipos de alto consumo por equipos ahorradores: neveras, aires acondicionados y bombillos ahorradores, además de un plan de constantes fiscalizaciones y asesorías en materia de uso racional de la energía, realizado por Corpoelco, en el sector comercial y residencial de la Isla de Margarita.

El ahorro en números

A todo lo mencionado se sumó la finalización de la temporada de vacaciones, y la sustitución de 1055 equipos de alto acondicionados de alto consumo: 1767 neveras y el cambio de 118.533 bombillos ahorradores, lo que contribuyó a disminuir en 1,6 megavatio la demanda eléctrica.

Actualmente se mantiene el cargo de estos bombillos en las oficinas comerciales de la estatal eléctrica en Nueva Esparta, y se asesora a los comercios y usuarios sobre el uso racional y eficiente de la energía.

La Estatal Eléctrica en Nueva Esparta, también articuló actividades con la Zona Educativa regional, y organizamos conjuntamente festivales escolares sobre uso racional de la energía, para sembrar en los pequeños, la cultura del uso eficiente de la energía.

Corpoelco, está complacido con este resultado, ya que los comercios y usuarios en general están tomando conciencia de la importancia de hacer uso racional de la energía, colaborando así con el planeta y en especial con las generaciones futuras, propósito contemplado dentro de los lineamientos que impulsa el Gobierno Bolivariano, para lograr el buen vivir de todas las venezolanas y venezolanos.

Fuente: Prensa CORPOELEC

Buscar

Asociación Civil del MPPEE
Masoelec

Círculo Cultural MPPEE
Circuitocultural

Cole del Estadio Guri
Al 65 de Junio de 2014:
258,55 m.s.n.m.

Newsletter de todo
Suscríbete

Servicio Eléctrico
Restriccións

Convocatoria
MINISTERIO DEL PODER POPULAR PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA 2014

Registro de unidades
Gestión Energética y Planes de Ahorro

Twitter
Móvenos a través de CORPOELECinfo

Anexo 4: Flujos de potencia de conductores del catalogo

Conductor de cobre 95 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,099	0,222	10,649	8,134	10,649	8,134	10,55	7,912
Área 1	0,099	0,222	0	0	10,649	8,134	10,55	7,912
Zona 1	0,099	0,222	0	0	10,649	8,134	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar
60	0,084	0,089	0,015	0,133

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N-2	59,46	99,1	-0,1	0	0	0	0	0
N1	60	100	0	0	0	10,649	8,134	0
N-3	22,536	98,41	-0,5	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,045	0,129	142,6	0	0,0839	0,0889
N1	L1	Línea	10,649	8,134	0,129	-37,4	0	0,0839	0,0889
N1	R1	Equivalente de red	-10,649	-8,134	0,129	142,6			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,045	0,129	-37,4	0	0,0147	0,1333
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,338	-37,4			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,338	142,6	0	0,0147	0,1333

Conductor de cobre 120 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,099	0,222	10,649	8,134	10,649	8,134	10,55	7,912
Área 1	0,099	0,222	0	0	10,649	8,134	10,55	7,912
Zona 1	0,099	0,222	0	0	10,649	8,134	10,55	7,912
Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador				
kV	MW	MVar	MW	MVar				
60	0,084	0,089	0,015	0,133				
Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar

N-2	59,46	99,1	-0,1	0	0	0	0	0	0
N1	60	100	0	0	0	10,649	8,134	0	0
N-3	22,536	98,41	-0,5	10,55	7,912	0	0	0	0
Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,045	0,129	142,6	0	0,0839	0,0889
N1	L1	Línea	10,649	8,134	0,129	-37,4	0	0,0839	0,0889
N1	R1	Equivalente de red	-10,649	-8,134	0,129	142,6			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,045	0,129	-37,4	0	0,0147	0,1333
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,338	-37,4			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,338	142,6	0	0,0147	0,1333

Conductor de cobre 150 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,083	0,218	10,633	8,13	10,633	8,13	10,55	7,912
Zona 1	0,083	0,218	0	0	10,633	8,13	10,55	7,912
Área 1	0,083	0,218	0	0	10,633	8,13	10,55	7,912
Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador				
kV	MW	MVar	MW	MVar				
60	0,068	0,085	0,015	0,133				

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N1	60	100	0	0	0	10,633	8,13	0
N-2	59,527	99,21	-0,1	0	0	0	0	0
N-3	22,562	98,53	-0,5	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N1	L1	Línea	10,633	8,13	0,129	-37,4	0	0,0679	0,0848
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,045	0,129	142,6	0	0,0679	0,0848
N1	R1	Equivalente de red	-10,633	-8,13	0,129	142,6			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,045	0,129	-37,4	0	0,0147	0,133
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,337	142,6	0	0,0147	0,133

Conductor de cobre 185 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,069	0,215	10,619	8,127	10,619	8,127	10,55	7,912
Área 1	0,069	0,215	0	0	10,619	8,127	10,55	7,912
Zona 1	0,069	0,215	0	0	10,619	8,127	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar

60	0,054	0,083	0,015	0,133					
Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo	
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	
N-2	59,582	99,3	-0,1	0	0	0	0	0	
N1	60	100	0	0	0	10,619	8,127	0	
N-3	22,584	98,62	-0,6	10,55	7,912	0	0	0	

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,045	0,129	142,6	0	0,0541	0,0825
N1	L1	Línea	10,619	8,127	0,129	-37,4	0	0,0541	0,0825
N1	R1	Equivalente de red	-10,619	-8,127	0,129	142,6			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,045	0,129	-37,4	0	0,0147	0,1327
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,337	-37,4			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,337	142,6	0	0,0147	0,1327

Conductor de cobre 240 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,056	0,21	10,606	8,122	10,606	8,122	10,55	7,912
Área 1	0,056	0,21	0	0	10,606	8,122	10,55	7,912
Zona 1	0,056	0,21	0	0	10,606	8,122	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar
60	0,041	0,078	0,015	0,132

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N-2	59,641	99,4	-0,2	0	0	0	0	0
N1	60	100	0	0	0	10,606	8,122	0
N-3	22,606	98,72	-0,6	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,044	0,129	142,6	0	0,0411	0,078

N1	L1	Línea	10,606	8,122	0,129	-37,4	0	0,0411	0,078
N1	R1	Equivalente de red	-10,606	-8,122	0,129	142,6			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,044	0,129	-37,4	0	0,0146	0,1324
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,337	-37,4			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,337	142,6	0	0,0146	0,1324

Conductor de cobre 300 mm2.

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,048	0,208	10,598	8,12	10,598	8,12	10,55	7,912
Zona 1	0,048	0,208	0	0	10,598	8,12	10,55	7,912
Área 1	0,048	0,208	0	0	10,598	8,12	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar
60	0,033	0,076	0,015	0,132

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N-2	59,674	99,46	-0,2	0	0	0	0	0
N1	60	100	0	0	0	10,598	8,12	0
N-3	22,619	98,77	-0,6	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,044	0,128	142,5	0	0,0333	0,0757
N1	L1	Línea	10,598	8,12	0,128	-37,5	0	0,0333	0,0757
N1	R1	Equivalente de red	-10,598	-8,12	0,128	142,5			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,044	0,128	-37,5	0	0,0146	0,1323
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,337	-37,5			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,337	142,5	0	0,0146	0,1323

Conductor de cobre 400 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,04	0,204	10,59	8,116	10,59	8,116	10,55	7,912
Área 1	0,04	0,204	0	0	10,59	8,116	10,55	7,912
Zona 1	0,04	0,204	0	0	10,59	8,116	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar
60	0,026	0,072	0,015	0,132

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q Carga	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N-2	59,713	99,52	-0,2	0	0	0	0	0
N1	60	100	0	0	0	10,59	8,116	0
N-3	22,634	98,84	-0,6	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar

N-2	L1	Línea	-10,565	-8,044	0,128	142,5	0	0,0256	0,0718
N1	L1	Línea	10,59	8,116	0,128	-37,5	0	0,0256	0,0718
N1	R1	Equivalente de red	-10,59	-8,116	0,128	142,5			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,044	0,128	-37,5	0	0,0146	0,1321
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,336	-37,5			
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,336	142,5	0	0,0146	0,1321

Conductor de cobre 500 mm².

Desde	P Pérdidas	Q Pérdidas	P Imp	Q Imp	P Gen	Q Gen	P Carga	Q Carga
Área/Zona	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar	MW	MVar
Red	0,035	0,202	10,585	8,114	10,585	8,114	10,55	7,912
Área 1	0,035	0,202	0	0	10,585	8,114	10,55	7,912
Zona 1	0,035	0,202	0	0	10,585	8,114	10,55	7,912

Un	Pérdidas P de Línea	Pérdidas Q de Línea	Pérdidas P de Transformador	Pérdidas Q de Transformador
kV	MW	MVar	MW	MVar
60	0,02	0,07	0,015	0,132

Nodo	U	u	Ángulo V	P Carga	Q	P Gen	Q Gen	Q Paralelo
------	---	---	----------	---------	---	-------	-------	------------

					Carga			
Nombre	kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar
N1	60	100	0	0	0	10,585	8,114	0
N-2	59,738	99,56	-0,2	0	0	0	0	0
N-3	22,643	98,88	-0,6	10,55	7,912	0	0	0

Nodo	Elemento	Tipo	P	Q	I	Ángulo I	Cargabilidad	P Pérdidas	Q Pérdidas
Nombre	Nombre		MW	MVar	kA	°	%	MW	MVar
N1	L1	Línea	10,585	8,114	0,128	-37,5	0	0,0201	0,0696
N-2	L1	Línea	-10,565	-8,044	0,128	142,5	0	0,0201	0,0696
N1	R1	Equivalente de red	-10,585	-8,114	0,128	142,5			
N-2	TR2-75	Transformador 2 dev	10,565	8,044	0,128	-37,5	0	0,0146	0,132
N-3	TR2-75	Transformador 2 dev	-10,55	-7,912	0,336	142,5	0	0,0146	0,132
N-3	C1	Carga	10,55	7,912	0,336	-37,5			

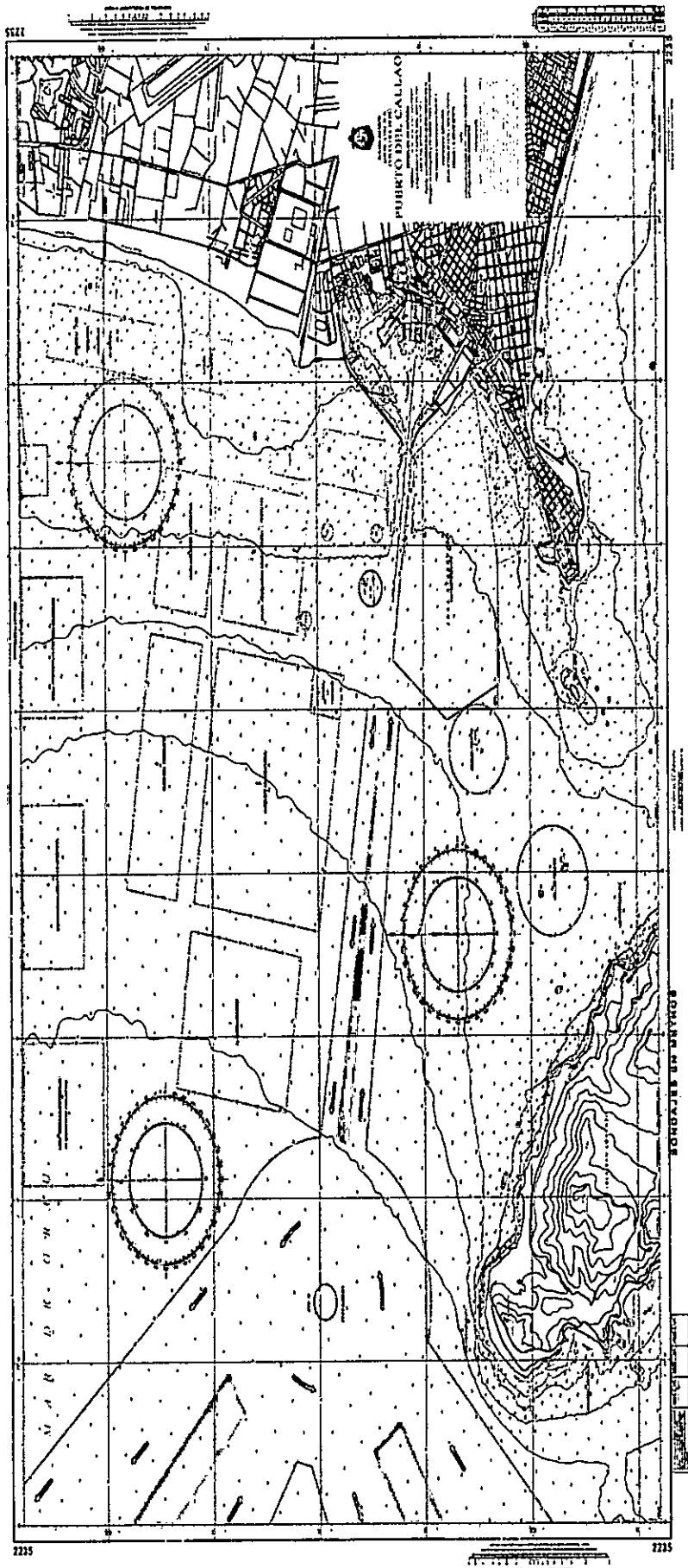
Anexo 5: Cálculo del valor actualizado de conductor económico (300 mm²)

Tipo de Conductor	Cu
Área Geográfica	Costa Rural
Sección máxima utilizada (mm ²)	300
Longitud de Línea (km)	11,0
Tensión (kV) (10,13.8,30,60,138 ó 220)	60,0
Potencia (kW)	10 550,0
Factor de Potencia	0,8
Temperatura en Conductor (°C)	45,00
Costo de Pérdidas (Horas Punta) (US \$/kW.h)	0,0055
Costo de Pérdidas (Fuera de horas Punta) (US \$/kW.h)	0,0055
Costo de Potencia (\$/kW)	4,962
Costo de Línea (US \$/km)	487 481,62
Período de Evaluación (años)	30
Tasa de Crecimiento Demanda (%)	2,30
Tasa actualización anual (%)	12,00
Factor de Carga	0,630
Factor de Pérdida	0,467
Intensidad de Corriente (A)	109,16
Resistividad a 20°C (Ohm.mm ² /km)	32,32
Resist. 45,00 °C (Ohm.mm ² /km)	35,23
% de Pérdidas de energía en Horas Punta	70,80
% costo de OyM/VNR	3,32
Pérdidas de Potencia Año de Diseño (kW)	27,70

Pérdidas de Energía Año de Diseño (kWh/año)					113 297,39					
Año	Pérdidas de Energía (kW.h/AÑO)	Pérdidas de Energía en Horas Punta (kW.h/AÑO)	Pérdidas de Energía Fuera de Horas Punta (kW.h/AÑO)	Costo de Pérdidas de Energía en Horas Punta (\$)	Costo de Pérdidas de Energía Fuera de Horas Punta (\$)	Pérdidas de Potencia (kW/AÑO)	Costo de Pérdidas de Potencia (\$)	COyM (\$)	Costo Actualizado de OyM (\$)	Costo Total Actualizado de Pérdidas de Energía y Potencia (\$)
1	30 299,34	21 451,93	8 847,41	117,13	48,31	7,41	36,77	178 28,29	158 953,83	180,54
2	31 709,14	22 450,07	9 259,07	122,58	50,55	7,75	38,48	178 28,29	141 923,06	168,69
3	33 184,53	23 494,65	9 689,88	128,28	52,91	8,11	40,27	178 028,29	126 717,02	157,63
4	34 728,57	24 587,83	10 140,74	134,25	55,37	8,49	42,14	178 028,29	113 140,20	147,29
5	36 344,46	25 731,88	10 612,58	140,50	57,94	8,89	44,10	178 028,29	101 018,03	137,62
6	38 035,53	26 929,16	11 106,38	147,03	60,64	9,30	46,15	178 028,29	90 194,67	128,60
7	39 805,29	28 182,14	11 623,14	153,87	63,46	9,73	48,30	178 028,29	80 530,96	120,16
8	41 657,39	29 493,43	12 163,96	161,03	66,42	10,19	50,55	178 028,29	71 902,64	112,28
9	43 595,66	30 865,73	12 729,93	168,53	69,51	10,66	52,90	178 028,29	64 198,79	104,91
10	45 624,13	32 301,88	13 322,25	176,37	72,74	11,16	55,36	178 028,29	57 320,34	98,03
11	47 746,97	33 804,86	13 942,12	184,57	76,12	11,68	57,94	178 028,29	51 178,88	91,60
12	49 968,59	35 377,76	14 590,83	193,16	79,67	12,22	60,63	178 028,29	45 695,43	85,59
13	52 293,58	37 023,85	15 269,73	202,15	83,37	12,79	63,45	178 028,29	40 799,49	79,98
14	54 726,75	38 746,54	15 980,21	211,56	87,25	13,38	66,41	178 028,29	36 428,11	74,73
15	57 273,13	40 549,37	16 723,75	221,40	91,31	14,01	69,50	178 028,29	32 525,10	69,83
16	59 937,99	42 436,10	17 501,89	231,70	95,56	14,66	72,73	178 028,29	29 040,27	65,25
17	62 726,84	44 410,61	18 316,24	242,48	100,01	15,34	76,11	178 028,29	25 928,81	60,97

18	65 645,46	46 476,99	19 168,47	253,76	104,66	16,05	79,66	178 028,29	23 150,73	56,97
19	68 699,88	48 639,51	20 060,36	265,57	109,53	16,80	83,36	178 028,29	20 670,29	53,23
20	71 896,42	50 902,66	20 993,75	277,93	114,63	17,58	87,24	178 028,29	18 455,62	49,74
21	75 241,68	53 271,11	21 970,57	290,86	119,96	18,40	91,30	178 028,29	16 478,23	46,48
22	78 742,60	55 749,76	22 992,84	304,39	125,54	19,26	95,55	178 028,29	14 712,70	43,43
23	82 406,42	58 343,74	24 062,67	318,56	131,38	20,15	99,99	178 028,29	13 136,34	40,58
24	86 240,71	61 058,42	25 182,29	333,38	137,50	21,09	104,65	178 028,29	11 728,88	37,92
25	90 253,40	63 899,41	26 353,99	348,89	143,89	22,07	109,52	178 028,29	10 472,21	35,43
26	94 452,80	66 872,58	27 580,22	365,12	150,59	23,10	114,61	178 028,29	9 350,19	33,11
27	98 847,60	69 984,10	28 863,50	382,11	157,59	24,17	119,94	178 028,29	8 348,38	30,93
28	103 446,88	73 240,39	30 206,49	399,89	164,93	25,30	125,53	178 028,29	7 453,91	28,90
29	108 260,16	76 648,19	31 611,97	418,50	172,60	26,47	131,37	178 028,29	6 655,28	27,01
30	113 297,39	80 214,55	33 082,84	437,97	180,63	27,70	137,48	178 028,29	5 942,21	25,24
									Costo Total Pérdidas de Energía y Potencia Actualizada (US \$)	2 392,64
									Costo Total de OyM Actualizada (US \$)	1 434 050,61
									Costo de Inversión (US \$)	5 362 297,82
									Costo Total Actualizado (US	6 798 741,07

Anexo 6: Levantamiento hidrográfico - Dirección de Hidrografía y Navegación



Anexo 7: Resumen de la Dirección de Hidrografía y Navegación.

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA INVERSIÓN PARA EL DESARROLLO RURAL Y LA SEGURIDAD ALIMENTARIA"

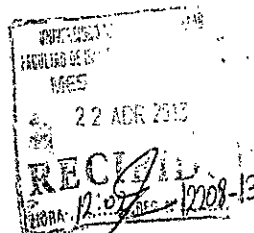


REPÚBLICA DEL PERÚ
DIRECCIÓN DE HIDROGRAFÍA Y NAVEGACIÓN

Callao, 16 ABR 2013

V.200- 6728

Señor
Dr. Ing. Juan Herber GRADOS Gamarra
Decano Facultad de ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad Nacional del Callao
Av. Juan Pablo II N° 306 - Bellavista
CALLAO.-



Tengo el agrado de dirigirme a Ud. señor Decano, para saludarlo cordialmente y a la vez referirme a su carta de fecha 29 de enero del 2013, mediante la cual presenta al señor Moisés Ismael MAYO De la Vega, Bachiller y tesisista de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, quien solicita información sobre características submarinas y climáticas entre el distrito de la Punta y la Isla San Lorenzo, para el proyecto de su Tesis en el tema de "Análisis, Diseño e implementación de un Enlace Eléctrico Submarino en 22.9 KV, entre la Provincia Constitucional del Callao y la Isla San Lorenzo".

Al respecto, esta Dirección tiene a bien remitir por anexo TRES (3) cuadros conteniendo la información meteorológica solicitada.

Asimismo, agradeceré tenga a bien disponer se remita a esta Dirección UNA (1) copia de la Tesis, que será incluida en nuestra biblioteca técnica como documento de consulta.

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad, para expresarle los sentimientos de mi especial consideración y deferente estima.



Atentamente,

Contralmirante
Fernando PEÑARANDA Muñoz

Dirección de Hidrografía y Navegación



Velocidad de vientos.

PARAMETROS	CHUCUITO		ISLA SAN LORENZO	
	VERANO	INVIERNO	VERANO	INVIERNO
VELOCIDAD DEL VIENTO	51	46	no hay información	no hay información
DIRECCION DEL VIENTOS	SUR	SUR	no hay información	no hay información
TEMPERATURA DEL VIENTO	21.3	17.4	no hay información	no hay información
SALINIDAD	34.7748	34.7731	no hay información	no hay información
GRANULOMETRIA	ARENA-ARCILLOSA	ARENA-ARCILLOSA	ARENA-ARCILLOSA	ARENA-ARCILLOSA
VELOCIDAD DE CORRIENTES	no hay información	no hay información	VER ANEXO I	



Anexo 8: Catálogo de Nexas "Enlaces subterráneos 60-500 kV, cables sintéticos.

Enlaces subterráneos 60-500 kV
cables sintéticos



Nexans

Accesorios, empalmes

EMPALMES

Se función es conectar los tramos de cable entre sí para formar enlaces de grandes longitudes (hasta varios decenas de kilómetros).

Siempre hay una solución técnica para la conexión de dos cables diferentes. Las diferencias pueden darse a nivel del conductor, de los aislamientos o del grado de los componentes. Pero para ello es necesario conocer perfectamente los cables a conectar.

Los empalmes se identifican por una parte por la tecnología y por otra por las condiciones de aplicación para la puesta a tierra de las partes. La tecnología más utilizada para todos los niveles de tensión se denomina **PREMOLDEADO**.

La técnica del empujado es la más antigua y todavía se utiliza cuando los requisitos eléctricos del aislamiento de los cables son poco exigentes.

El empalme de transición tiene como función conectar dos cables cuyos aislamientos son diferentes. Cuando solo son diferentes las dimensiones o la naturaleza del conductor (tramos realizados de aluminio), se habla de empalme de adaptación.

TECNOLOGÍAS

EMPALME PREMOLDEADO

Consiste en un cuerpo monobloque premoldeado de silicio-silicio. La fiabilidad se garantiza mediante ensayos previos en fábrica.

Las propiedades del material sintético del bloque premoldeado permiten mantener la presión adecuada en la interfaz entre el cable y el empalme, a lo largo de la vida útil del sistema.

Las propiedades dieléctricas del material garantizan en buen comportamiento eléctrico con corriente alterna, así como una buena resistencia contra los impactos de rayos y sobretensiones.

El montaje se lleva a cabo ya por expansión del cuerpo premoldeado o por empuje en el cable.

Aunque el concepto de empalme premoldeado se basa en el montaje de elementos prefabricados, la preparación de las interfaces requiere maquinaria y por tanto de técnicas planificadas y capacitadas.

EMPALME ENCOINTADO

El aislamiento del cable está compuesto por capas sintéticas con buenas características dieléctricas y la capacidad de autocompresión entre sí. Su uso se limita a unas corrientes máximas de 110 kV. Este empalme se realiza de forma

manual y el aislamiento se ve limitado por la distancia del montaje.

EMPALME DE TRANSICIÓN

Permite conectar cables de diferentes tecnologías: cable papel/cable sintético.

Está compuesto por diversos componentes técnicos o los de los cables a conectar y garantiza la continuidad eléctrica y eléctrica. El empalme de adaptación se utiliza cuando los cables a conectar son del mismo tipo de aislamiento pero de dimensiones diferentes.

Hay varios métodos, algunos de los cuales están patentados, que permiten empalmes de este tipo. Estas técnicas incluyen:

- Conexión laminar, para conectar un conductor de aluminio a un conductor de cobre.
- El método crítico, que permite empalmes con un bloque premoldeado entre dos cables con un diámetro sobre aislante ligeramente diferente.
- El bloque premoldeado estructural, que permite conectar cables de dimensiones muy diferentes.

Los empalmes de transición y los empalmes de adaptación siempre deben ser objeto de un estudio de diseño específico.

Anexo 9: Matriz de consistencia.

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	METODOLOGÍA	INDICADORES Y VARIABLES
<p>Problema principal:</p> <p>¿Cómo se puede unir eléctricamente la isla San Lorenzo con el Callao con un enlace eléctrico submarino?</p> <p>Problemas específicos:</p> <p>¿Cómo se pueden formular técnicas y métodos para la implementación de un enlace eléctrico submarino?</p> <p>¿Cómo seleccionar los cables adecuados económica y técnicamente?</p>	<p>Objetivo general:</p> <p>Describir un enlace eléctrico submarino que interconectaría eléctricamente la isla San Lorenzo con el Callao.</p> <p>Objetivos específicos:</p> <p>Formular las técnicas y métodos para la implementación de un enlace eléctrico submarino.</p> <p>Seleccionar los cables adecuados económica y técnicamente.</p>	<p>Hipótesis general:</p> <p>Usando un enlace eléctrico submarino es posible interconectar eléctricamente la isla San Lorenzo el Callao.</p> <p>Hipótesis específicas:</p> <p>Formulando técnicas y métodos es posible implementar un enlace eléctrico submarino entre la isla y el Callao.</p> <p>Es posible seleccionar cables adecuados desde el punto de vista técnico económico.</p>	<p>Por su naturaleza este tipo de tesis, plantea como escenario la posible ejecución de la R.S. 062-99-PE: Concesión del Estado de la isla San Lorenzo. (Hub Port). En base a la comparación internacional de otros Hub Port de otras islas.</p> <p>Por los pocos antecedentes en el sector eléctrico de enlaces eléctricos submarinos, se la ha definido como investigación explorativa.</p> <p>Esta investigación se encuentra dentro de la rama de líneas eléctricas de transmisión.</p>	<p>INDICADORES:</p> <p>X: Proyecto de un Hub Port en la isla san Lorenzo.</p> <p>Y: Enlace eléctrico submarino entre la isla y el Callao:</p> <p>X1: Proyectos en la isla san Lorenzo.</p> <p>Y1: Determinación de la máxima demanda de potencia eléctrica de la isla San Lorenzo.</p>