

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**DETERMINACIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA DE  
TRANSMISIÓN EN 60 KV PARA EL SUMINISTRO  
ELÉCTRICO DE LA PLANTA NITRATOS DEL PERÚ**

**TESIS**

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

**MARLON GUSTAVO ROMERO BARRIENTOS**

**PROMOCIÓN 2010-II**

**LIMA-PERÚ**

**2013**

**DEDICATORIA:**

Este trabajo lo dedico a mi madre, por su invaluable ejemplo de amor y sacrificio, por su paciencia y dedicación para guiarme por el buen camino.

## INDICE GENERAL

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	4
1.1 ANTECEDENTES	4
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	6
1.3 OBJETIVOS DE LA TESIS	7
1.2.1 <u>Objetivo General</u>	7
1.2.2 <u>Objetivos Específicos</u>	8
1.4 HIPÓTESIS	9
1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS	10
1.5.1 <u>Importancia</u>	10
1.5.2 <u>Justificación</u>	10
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>PRINCIPIOS DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA</b>	12
2.1 OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN	12
2.2 CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	16

2.3	METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	20
2.3.1	<u>Metodología de evaluación directa de alternativas</u>	20
2.3.1.1	Adquisición de datos del mercado eléctrico	22
2.3.1.2	Formulación y preselección de alternativas	23
2.3.1.3	Estudios eléctricos	25
2.3.1.4	Análisis económico y evaluación final	25
2.3.2	<u>Metodología basada en técnicas de optimización</u>	27
2.3.3	<u>Metodología basada en escenarios</u>	28
2.3.4	<u>Otras metodologías de evaluación</u>	29
2.4	PRINCIPALES HERRAMIENTAS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	31
2.4.1	<u>El flujo de potencia</u>	31
2.4.2	<u>Análisis de contingencias</u>	32
2.4.3	<u>Análisis de estabilidad de Tensión</u>	33
2.4.4	<u>Análisis de estabilidad transitoria</u>	33
2.4.4	<u>Evaluación de la confiabilidad</u>	34
2.5	PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MEDIANTE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN	37
2.5.1	<u>Metodología de optimización</u>	38
2.5.2	<u>Construcción del modelo matemático</u>	39
2.5.3	<u>Algoritmos de solución del modelo</u>	46
2.5.4	<u>Validación del algoritmo de solución</u>	49
2.5.5	<u>Implementación del algoritmo de solución</u>	50

### CAPÍTULO III

#### EVALUACIÓN DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA

<b>ELÉCTRICO PISCO</b>	<b>52</b>
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	52
3.1.1 <u>Fuentes de información</u>	53
3.1.2 <u>Criterios de proyección</u>	54
3.1.3 <u>Metodología de proyección</u>	55
3.1.4 <u>Cálculo de factores para análisis de cargas a nivel de barras y sistemas</u>	59
3.1.4.1 Factor de contribución a la punta (FCP)	60
3.1.4.2 Factor de carga (FC)	61
3.1.4.3 Factor de simultaneidad (FS)	61
3.1.5 <u>Resumen de procedimiento de análisis de la demanda</u>	62
3.2 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE BARRAS EN SUBESTACIONES	66
3.2.1 <u>Demanda de energía de usuarios menores</u>	66
3.2.2 <u>Demanda de potencia de usuarios menores</u>	68
3.2.3 <u>Demanda de potencia y energía de usuarios mayores existentes</u>	71
3.2.4 <u>Demanda proyectada de potencia y energía de nuevos usuarios mayores</u>	72
3.2.5 <u>Demanda proyectada de potencia y energía de nuevas cargas en bloque</u>	76

3.3	RESULTADO DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE SISTEMA ELÉCTRICO	79
3.3.1	<u>Usuarios menores</u>	79
3.3.2	<u>Nuevas cargas en bloque</u>	79
3.3.3	<u>Usuarios mayores</u>	79
3.4	RESUMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	83
3.4.1	<u>Demanda de potencia a nivel de SET</u>	83
3.4.2	<u>Demanda de potencia a nivel de sistema eléctrico, por SET</u>	83
3.4.3	<u>Evaluación de SETs y líneas de transmisión que superan su capacidad de diseño</u>	86
3.5	ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL PROYECTO NITRATOS DEL PERÚ	89
3.5.1	<u>Generalidades</u>	89
3.5.2	<u>Planta de Amoniaco</u>	90
3.5.3	<u>Planta de Ácido Nítrico</u>	91
3.5.4	<u>Planta de Nitrato de amonio</u>	92
3.5.5	<u>Planta desalinizadora y sistemas auxiliares</u>	93
3.5.6	<u>Suministro de energía eléctrica</u>	94
3.6	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	99

3.6.1	<u>Ingreso de Nitratos del Perú el año 2014 con una demanda creciente</u>	99
3.6.2	<u>Resumen de la Proyección de la demanda a nivel de SET y a nivel de sistema eléctrico</u>	99
3.7	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	103

## **CAPÍTULO IV**

### **EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA**

#### **ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN PARA NITRATOS DEL PERÚ** 105

4.1	CRITERIOS Y METODOLOGÍA GENERAL PARA LA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	105
4.1.1	<u>Criterios generales de optimización</u>	105
4.1.2	<u>Metodología de aplicación del modelo Híbrido lineal</u>	107
4.1.3	<u>Implementación del modelo de optimización en Matlab</u>	111
4.2	DATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO VILLASANA-GARVER	118
4.2.1	<u>Demanda en barras 60kV a nivel de sistema eléctrico</u>	118
4.2.2	<u>Características de las instalaciones existentes en el sistema eléctrico Pisco</u>	120
4.3	ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN	125

4.3.1	<u>Alimentación de la carga en media tensión</u>	125
4.3.2	<u>Alimentación de la carga en alta tensión</u>	126
4.4	RESULTADOS DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVA DE CONFIGURACIÓN	130
4.4.1	Resultados del algoritmo Villasana-Garver para el año 2013	135
4.4.2	Resultados del algoritmo Villasana-Garver para el año 2014	141
4.4.3	Alternativa final seleccionada	146
4.5	VALIDACIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN	147
4.6	TRAZO DE RUTA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	149

## **CAPÍTULO V**

### **DETERMINACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

152

5.1	CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ AL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO	153
5.2	REFORZAMIENTO Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO	155
5.2.1	<u>Plan de Inversiones Aprobado</u>	155

5.2.2	<u>Análisis del flujo de potencia del Plan de Inversiones aprobado (2012-2022)</u>	160
5.2.3	<u>Evaluación de la sección óptima de los conductores</u>	163
5.2.3.1	LT 60 kV Independencia-Alto la Luna	166
5.2.3.2	LT 60 kV Independencia-Paracas	167
5.3	ALTERNATIVA DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO	170
5.3.1	<u>Adición de elementos en 220 kV</u>	170
5.3.2	<u>Plan de inversiones propuesto</u>	172
5.3.3	<u>Sección óptima del conductor para la LT 220kV Independencia-Nuevo Pisco</u>	174
5.3.4	<u>Análisis del flujo de potencia del Plan de Inversiones Propuesto (2012-2022)</u>	179
5.4	SELECCIÓN DE CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO	182
5.4.1	<u>Comparación económica de los planes de inversión</u>	182
5.4.2	<u>Validez del plan propuesto ante el crecimiento de Nitratos del Perú</u>	188
5.4.3	<u>Justificación final del plan de inversiones propuesto</u>	191
	<b>CONCLUSIONES</b>	193
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	202
	<b>ANEXOS</b>	205

**LISTA DE TABLAS****CAPÍTULO II**

TABLA 2.1 Criterios determinísticos de planificación en el Sistema Peruano

TABLA 2.2 Índices probabilísticos del sistema

**CAPÍTULO III**

TABLA 3.1 Proyección de la demanda de Energía (MWh) de Usuarios menores sin incluir pérdidas en media y baja tensión.

TABLA 3.2 Proyección de la demanda de Energía (MWh) de Usuarios menores incluyendo pérdidas en media y baja tensión.

TABLA 3.3 Demanda de potencia y energía de los Usuarios menores en el Sistema eléctrico Pisco.

TABLA 3.4 Proyección de demanda de potencia coincidente a nivel de barras MT (MW). Usuarios menores.

TABLA 3.5 Demanda de potencia y energía de los Usuarios mayores en el Sistema eléctrico Pisco.

TABLA 3.6 Proyección de demanda de energía (GWh). Usuarios mayores.

TABLA 3.7 Proyección de demanda de potencia coincidente con máxima demanda en las SETs (MW). Usuarios mayores.

TABLA 3.8 Demanda de potencia y energía de las Nuevas cargas en bloque en el Sistema eléctrico Pisco.

TABLA 3.9 Proyección de demanda de potencia coincidente con máxima demanda en las SETs (MW). Nuevas cargas en bloque.

- TABLA 3.10 Proyección de demanda de potencia coincidente a nivel del Sistema eléctrico Pisco (MW). Usuarios menores.
- TABLA 3.11 Proyección de demanda de potencia coincidente a nivel del Sistema eléctrico Pisco (MW). Nuevas cargas en bloque.
- TABLA 3.12 Proyección de demanda de potencia coincidente a nivel del Sistema eléctrico Pisco (MW) Usuarios mayores.
- TABLA 3.13 Resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de SET (MW).
- TABLA 3.14 Resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de Sistema, por SET (MW).
- TABLA 3.15 Identificación de subestaciones existentes que superan su capacidad de diseño. Análisis de la demanda a nivel de Sistema eléctrico, por SETs.
- TABLA 3.16 Identificación de Líneas de Transmisión que superan su capacidad de diseño. Proyección de la demanda a nivel de Sistema eléctrico, por SETs.
- TABLA 3.17 Máxima demanda proyectada de la planta Nitratos del Perú.
- TABLA 3.18 Demanda proyectada de potencia coincidente en barras SETs de la planta Nitratos del Perú.
- TABLA 3.19 Demanda proyectada de potencia coincidente a nivel de Sistema eléctrico Pisco de la planta Nitratos del Perú.
- TABLA 3.20 Resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de SET (MW). Nitratos del Perú con demanda creciente.
- TABLA 3.21 Resumen de la proyección de la potencia coincidente a nivel de Sistema, por SET (MW). Nitratos del Perú con demanda creciente.

**CAPÍTULO IV**

- TABLA 4.1 Barras y nodos del Sistema de Transmisión en 60 kV del Sistema eléctrico Pisco
- TABLA 4.2 Demanda a nivel de Sistema eléctrico, por barras 60 kV (MVA)
- TABLA 4.3 Parámetros eléctricos de líneas aéreas de Transmisión en el Sistema eléctrico Pisco.
- TABLA 4.4 Parámetros eléctricos de transformadores de 3 devanados en el Sistema eléctrico Pisco.
- TABLA 4.5 Parámetros eléctricos de transformadores de 2 devanados en el Sistema eléctrico Pisco.
- TABLA 4.6 Alternativa de conexión a la S.E. Paracas en Media tensión.
- TABLA 4.7 Características actuales de las subestaciones propuestas como alternativa de conexión
- TABLA 4.8 Valores usados en la aplicación del algoritmo de selección del Sistema óptimo de transmisión
- TABLA 4.9 Demanda en barras 60 kV del Sistema eléctrico Pisco (p.u.)
- TABLA 4.10 Comparativo de resultados obtenidos. Tensión en barras 60kV. Sistema eléctrico Pisco año 2013.
- TABLA 4.11 Comparativo de resultados obtenidos. Tensión en barras 60kV. Sistema eléctrico Pisco año 2014
- TABLA 4.12 Coordenadas de ubicación de las subestaciones existentes en el sistema eléctrico Pisco

**CAPÍTULO V**

- TABLA 5.1 Plan de Inversiones de ELECTRODUNAS aprobado por OSINERGMIN.
- TABLA 5.2 Tensión en barras 60kV. Resultado del Flujo de potencia. Plan de Inversiones aprobado.
- TABLA 5.3 Sección óptima del conductor para la Línea de Transmisión S.E. Independencia – S.E. Alto la Luna.
- TABLA 5.4 Sección óptima del conductor para la Línea de Transmisión S.E. Independencia – S.E. Paracas.
- TABLA 5.5 Plan de Inversiones propuesto.
- TABLA 5.6 Sección óptima del conductor para la Línea de Transmisión S.E. Independencia – S.E. Nuevo Pisco.
- TABLA 5.7 Tensión en barras 60kV. Resultado del Flujo de Potencia. Plan de Inversiones propuesto.
- TABLA 5.8 Comparación de inversiones.
- TABLA 5.9 Pérdidas de potencia y energía en el Sistema eléctrico Pisco. Plan de Inversiones aprobado.
- TABLA 5.10 Pérdidas de potencia y energía en el Sistema eléctrico Pisco. Plan de Inversiones propuesto.
- TABLA 5.11 Valor presente del costo de las pérdidas. Plan de Inversiones Aprobado.
- TABLA 5.12 Valor presente del costo de las pérdidas. Plan de Inversiones propuesto.
- TABLA 5.13 Resumen de COyM actualizados. Plan de Inversiones aprobado.
- TABLA 5.14 Resumen de COyM actualizados. Plan de Inversiones propuesto.

TABLA 5.15 Valor Presente del Plan de Inversiones aprobado y el Plan propuesto

TABLA 5.16 Tensión en barras 60kV. Resultado del Flujo de potencia. Alternativa con crecimiento de Nitratos Perú

**INDICE DE FIGURAS****CAPÍTULO II**

- FIGURA 2.1 Enfoque de alternativas.
- FIGURA 2.2 Diagrama de flujo del proceso de selección de alternativas.
- FIGURA 2.3 Valor óptimo del costo del Sistema de Transmisión.
- FIGURA 2.4 Condición insegura de una red.
- FIGURA 2.5 Casos estable e inestable del ángulo del rotor.
- FIGURA 2.6 Diagrama de flujo del método de enumeración de contingencias.
- FIGURA 2.7 Representación de un sistema de 3 barras.
- FIGURA 2.8 Leyes de Kirchoff.
- FIGURA 2.9 Principales algoritmos de solución al problema de planificación.
- FIGURA 2.10 Esquema del algoritmo Villasana-Garver.

**CAPÍTULO III**

- FIGURA 3.1 Metodología de proyección.
- FIGURA 3.2 Estructura General del Proyecto Nitratos del Perú.
- FIGURA 3.3 Ubicación de la planta Nitratos Perú.
- FIGURA 3.4 Proceso de Producción del Amoniacó.
- FIGURA 3.5 Proceso de Producción del Ácido Nítrico.
- FIGURA 3.6 Proceso de Producción del Nitrato de Amonio.
- FIGURA 3.7 Diagrama de carga anual de Nitratos del Perú.

**CAPÍTULO IV**

- FIGURA 4.1 Diagrama simplificado del Sistema de Transmisión en el Sistema Eléctrico Pisco 2013. Alternativas de conexión de Nitratos del Perú.

FIGURA 4.2 Diagrama simplificado del Sistema de Transmisión en el Sistema Eléctrico Pisco 2014. Alternativas de conexión de Nitratos del Perú.

FIGURA 4.3 Resultado del Algoritmo Villasana-Garver. Alternativa óptima de conexión de Nitratos del Perú en el año 2013.

FIGURA 4.4 Resultado del Algoritmo Villasana-Garver. Alternativa óptima de conexión de Nitratos del Perú en el año 2014.

FIGURA 4.5 Trazo de ruta de la Línea de Transmisión en 60kV S.E. Independencia – S.E. Nitratos Perú.

## **CAPÍTULO V**

FIGURA 5.1 Conexión de la carga Nitratos del Perú a la barra Paracas 60kV.

FIGURA 5.2 Diagrama de ubicación de líneas de Transmisión existentes y proyección de la línea en 60kV S.E. Alto la Luna – S.E. Paracas.

FIGURA 5.3 Configuración del sistema eléctrico Pisco para el año 2022 aprobada por OSINERGMIN.

FIGURA 5.4 Tensión en barras 60kV del sistema eléctrico Pisco. Configuración aprobada.

FIGURA 5.5 Trazo de ruta LT 220kV Independencia – Nuevo Pisco. Adición propuesta.

FIGURA 5.6 Valor presente del Costo total: inversión + pérdidas. LTs del Plan Aprobado y Plan Propuesto.

FIGURA 5.7 Tensión en barras 60kV del sistema eléctrico Pisco. Configuración Propuesta.

FIGURA 5.8 Flujo de inversiones en Transmisión 2012 - 2017

FIGURA 5.9 Tensión en barras 60kV del sistema eléctrico Pisco. Configuración Propuesta con crecimiento de Nitratos Perú.

## PRÓLOGO

La planificación de sistemas de transmisión es un área de investigación y desarrollo muy importante dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Todas las empresas de transmisión y distribución de energía elaboran planes de expansión y reforzamiento de sus sistemas para atender la demanda creciente. La inversión en infraestructura electromecánica se define en base a un proceso de evaluación y selección de alternativas.

Las metodologías de selección son diversas; la más utilizada es la evaluación técnico-económica de cada alternativa hasta encontrar la mejor, pero existen otros métodos que requieren menor esfuerzo computacional como la utilización de técnicas de optimización.

En la presente Tesis se aplicarán algunas de las metodologías de planificación para proponer una solución al problema originado en el Sistema Eléctrico Pisco ante el ingreso de Nitratos del Perú. El objetivo es evaluar las alternativas factibles y determinar la barra de conexión que alimentará la carga en forma confiable y con los niveles de calidad exigidos por norma, sin comprometer la seguridad del sistema.

Este trabajo de Tesis se desarrolla en los siguientes 5 capítulos:

El **Capítulo I** es la Introducción de la Tesis. En él se describen los antecedentes, la formulación del problema, el objetivo general y los objetivos específicos, hipótesis y justificación de la investigación.

El **Capítulo II** contiene el marco teórico de la planificación de los sistemas de transmisión eléctrica. Desarrolla los objetivos y criterios que se toman en cuenta en la planificación y las metodologías que se aplican en la actualidad para la evaluación y comparación de alternativas. Se profundiza en la metodología basada en técnicas de optimización donde se aplican diversos modelos matemáticos como el híbrido lineal y sus algoritmos de solución heurísticos como el de Villasana-Garver.

En el **Capítulo III** se realiza la evaluación de la demanda en el Sistema Eléctrico Pisco que pertenece al Área de Demanda N°8. Se describe la metodología de proyección empleada por ELECTRODUNAS y aprobada por OSINERGMIN. Se muestran los resultados desde el año base 2010 hasta el 2022 y se identifican las líneas y subestaciones que sobrepasarán su capacidad de diseño. Además se presenta una propuesta de modificación de la proyección al considerar el ingreso de la carga Nitratos en el año 2014 y su crecimiento por etapas hasta el 2022.

En el **Capítulo IV** se describe el método particular que se aplicará en la evaluación de alternativas de configuración del sistema eléctrico de transmisión para la planta Nitratos del Perú. Se utilizará la metodología de planificación

mediante Técnicas de Optimización. El procedimiento de selección de la configuración óptima se iniciará aplicando el modelo híbrido lineal al sistema eléctrico Pisco, simplificándolo a su forma en por unidad. Para resolver el problema se implementará el algoritmo heurístico Villasana-Garver en forma matricial usando el software MATLAB R2010a y se mostrará la solución obtenida. Para validar el algoritmo y los resultados se mostrará el comportamiento eléctrico del sistema completo empleando el flujo de potencia con el software NEPLAN V5.44.

En el **Capítulo V** se re-evalúa la alternativa aprobada por OSINERGMIN para conectar la carga de Nitratos. Se propone una mejora al Plan de Inversiones Aprobado mediante la evaluación técnico-económica de las adiciones y reforzamientos planificados. Se elabora una alternativa de configuración para el Sistema Eléctrico Pisco que permita atender la nueva carga desde la barra Paracas 60kV cumpliendo con las Normas de Calidad aplicables. La alternativa propuesta se sustenta mediante el análisis de los resultados de los flujos de potencia realizados con NEPLAN V5.44 para el horizonte 2012-2022. La comparación final entre las alternativas de configuración se realizará empleando el valor presente de los costos totales de inversión, las pérdidas técnicas y costos de operación y mantenimiento.

Deseo expresar mi agradecimiento a mis padres porque sus ejemplos de dedicación y esfuerzo me motivaron a superarme cada día y a mi asesor, el Ing. Fredy Saravia Poicón, Catedrático de la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIM) en la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), por su apoyo constante e innumerables enseñanzas. Finalmente agradezco a mis colegas que con su aliento, sugerencias y críticas me ayudaron a mejorar y enriquecer cada capítulo.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 ANTECEDENTES**

La Región Ica tiene un desarrollo notable desde comienzos de los 90, como consecuencia del aumento de la inversión privada en la producción agroindustrial y textil vinculada a la exportación. El cambio que se ha observado en Ica gracias a la integración al mercado mundial es significativo. Un entorno de estabilidad macroeconómica, el aprovechamiento de las preferencias arancelarias en Estados Unidos y Europa, así como una legislación favorable para la actividad agrícola y la exportación no tradicional, fueron sin duda condiciones necesarias que permitieron el surgimiento de empresas modernas capaces de insertarse competitivamente a nivel internacional.

Esta prosperidad se redujo al producirse el evento sísmico del año 2007, sin embargo, la Región ha vuelto a tomar el rumbo del crecimiento sostenido. La industria del procesamiento de recursos naturales ha crecido gracias a la disponibilidad del gas natural como una fuente de energía confiable y de gran atractivo económico. En Pisco viene operando desde setiembre de 2007 una planta de fraccionamiento de líquidos de gas natural y su terminal marítimo

(PLUSPETROL), que recibe líquidos de gas natural provenientes desde la planta de Las Malvinas ubicada en Cuzco. Asimismo, en Pisco opera la única refinadora de estaño del Perú (MINSUR), que procesa el mineral obtenido en la mina San Rafael en Puno. El uso masificado del gas natural ha convertido a Ica en una región con potencial para la generación termoeléctrica y la industria petroquímica.

El año 2008 el Grupo Brescia (51%) y el grupo Sigdo Koppers (49%) acordaron instalar una planta petroquímica en Paracas, distrito de la provincia Pisco, para la fabricación de amoníaco y nitrato de amonio (proceso del cual se obtiene la urea, insumo básico para la agricultura), a partir del gas natural de Camisea, utilizando tecnología de punta y observando las normas ambientales. Ambas empresas se asociaron en **NITRATOS DEL PERÚ S.A.** El Estado Peruano le otorgó la buena pro a la empresa transnacional iniciando así el proyecto petroquímico denominado "Nitratos Perú" ubicado en la zona industrial de Pisco entre las plantas de Pluspetrol, Aceros Arequipa, Minsur y las pesqueras.

El principal problema en la construcción de la planta es que se ubicará en la zona de amortiguamiento de la Reserva Nacional de Paracas. Esto generó rechazo en la población y entidades ambientales que continúan obstaculizando la ejecución del proyecto. A pesar del conflicto social, en un futuro próximo se espera que Ica se convierta en un polo de desarrollo petroquímico gracias a Nitratos del Perú.

En enero del 2012, Nitratos del Perú solicitó la Factibilidad de servicio eléctrico a la empresa Distribuidora de energía eléctrica **ELECTRODUNAS** para una máxima demanda de 12 MW. La Concesionaria inició una evaluación de su

capacidad para atender la nueva carga buscando definir la solución óptima para abastecerla de energía eléctrica y conectarla a una barra en Alta Tensión del **Sistema Eléctrico Pisco**.

El inicio de operaciones de la planta también está condicionado a la disponibilidad de gas natural. El **CONSORCIO CAMISEA** convocó a una licitación para subastar 170 millones de pies cúbicos para la industria petroquímica. Nitratos del Perú solicitó 70 mmpc de gas. Pluspetrol no garantizó el suministro a Nitratos lo que redujo su producción proyectada. En Julio del 2012 Nitratos comunicó a ElectroDunas la reducción de su máxima demanda inicial a 6 MW.

La Concesionaria consideró la inclusión de la demanda de Nitratos en el año 2013 para planificar la expansión y reforzamiento de su sistema de transmisión. Las inversiones necesarias a lo largo de los próximos 10 años quedaron oficialmente determinadas en el Plan de Inversiones en Transmisión aprobado por **OSINERGMIN**. En el Plan final de setiembre del 2012 se considera a Nitratos como una carga estática de 5,67 MW y asignó como punto de conexión la barra PARACAS 60 KV.

## **1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

Inicialmente se estimó que la planta consumiría una máxima demanda de 12 MW que se alcanzarían gradualmente conforme se incrementa la producción. Sin embargo, éste escenario cambió ante la negativa de Pluspetrol a otorgar el volumen de gas necesario para que Nitratos alcance su máxima producción.

Nitratos comunicó la reducción de su máxima demanda a 6 MW pero no renuncia a la posibilidad de crecer ante una ampliación del suministro de gas adjudicado. Los retrasos en la ejecución del proyecto permiten estimar que la planta en el mejor de los casos operará a partir del 2014 y si se produce el crecimiento esperado, para el año 2022 la máxima demanda alcanzaría los 8,85 MW.

Los reforzamientos y adiciones en el Sistema de Transmisión de Electroductos deberán garantizar que la inclusión de cargas grandes como Nitratos no afecte la estabilidad del sistema ni la calidad de la energía. Por ello, se debe evaluar el Plan de Inversiones para asegurar que la configuración del Sistema Eléctrico Pisco ofrezca a Nitratos del Perú un suministro confiable y con los niveles de calidad exigidos por Norma.

Nitratos del Perú, está interesado en conocer las condiciones de operación que le ofrece el punto de conexión otorgado por Electroductos y determinar qué características deberá tener el sistema de transmisión que construirá para abastecerse de energía eléctrica.

### **1.3 OBJETIVOS DE LA TESIS**

#### **1.3.1 Objetivo General**

Determinar la alternativa óptima de configuración del Sistema Eléctrico que suministrará la energía requerida por la planta Nitratos Perú con el mínimo costo y

cumpliendo con las restricciones técnicas durante su operación, considerando las características actuales y futuras del Sistema eléctrico Pisco.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Especificar los criterios generales de planeamiento, evaluación y selección de alternativas de configuración de sistemas eléctricos de Transmisión.
- Describir los métodos de proyección de la demanda utilizados por Electroductos y aplicar la metodología considerando una demanda creciente de Nitratos del Perú.
- Evaluar la situación actual y futura de la demanda y la capacidad de Transmisión en el Sistema Eléctrico Pisco para el horizonte de 2012 - 2022.
- Identificar las subestaciones y líneas del Sistema Eléctrico Pisco que podrían atender la demanda de Nitratos Perú desde el inicio de sus operaciones.
- Implementar el modelo híbrido lineal al sistema eléctrico Pisco y el algoritmo heurístico de solución Villasana-Garver en MATLAB R2010.
- Determinar las alternativas de configuración para la conexión de Nitratos del Perú e incluirlas en el modelo híbrido lineal como posibles adiciones o nuevas ramas.
- Elaborar la codificación de un programa en MATLAB que ejecute el algoritmo heurístico para seleccionar la alternativa óptima para el

sistema de transmisión que debería construir y operar Nitratos Perú con fines de abastecerse de energía eléctrica.

- Analizar el Plan de Inversiones de Electroductos para justificar y elaborar una propuesta de cambio en el nivel de tensión de transmisión.
- Elaborar un Plan de Inversiones Propuesto, con elementos en 220kV y una nueva configuración que garantice los niveles de calidad exigidos por Norma.
- Comparar el Plan de Inversiones Aprobado y el Plan Propuesto mediante el Método del Valor Presente para determinar la mejor alternativa.
- Estimar los costos de inversión del sistema eléctrico finalmente seleccionado que abastecerá de energía a la planta Nitratos Perú.

#### **1.4 HIPÓTESIS**

*“El Sistema Eléctrico existente de ELECTRODUNAS no podrá para atender en forma satisfactoria la demanda de la planta Nitratos del Perú, dado que carece de capacidad de transmisión en sus líneas y subestaciones cercanas a la carga. Eso implica que el cliente deberá dimensionar, construir y operar su propio sistema de transmisión optimizando su adecuación al sistema existente para un horizonte mínimo de 10 años.”*

## **1.5 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS**

### **1.5.1 Importancia**

El desarrollo de la Tesis para optar al Título Profesional de Ingeniero Mecánico-Electricista es de gran importancia para consolidar y aplicar los conocimientos adquiridos durante mi formación académica universitaria. La sustentación de la presente Tesis me brinda una oportunidad para demostrar mis capacidades y habilidades que estarán al servicio de las necesidades sociales, industriales y económicas del país durante el ejercicio de la profesión.

La investigación, el análisis y la síntesis de los resultados obtenidos en el presente trabajo, son actividades que me permiten demostrar el nivel de conocimiento alcanzado en las aulas y sustentan mi capacidad para encontrar soluciones factibles de largo plazo a los problemas aquí planteados.

### **1.5.2 Justificación**

El tema de tesis presentado se justifica puesto que, encontrar las características óptimas del sistema eléctrico que suministrará energía a NITRATOS DEL PERÚ garantizará la selección de una alternativa que cumpla con los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad para la operación continua de la planta.

La investigación sobre la metodología basada en técnicas de optimización se justifica porque que reduce enormemente la identificación de las alternativas de planificación más atractivas, permitiendo el estudio de un gran número de

alternativas y escenarios. Actualmente en países como Estados Unidos, España, Australia, Colombia y Costa Rica, han adoptado el uso de éstas técnicas en la planificación de sus sistemas eléctricos. Esta metodología busca minimizar los costos de inversión sujeto a las ecuaciones de la red y los criterios de planificación, recurriendo a la teoría de la investigación de operaciones.

El análisis de la situación actual del Sistema Eléctrico Pisco y la presentación de una propuesta al Plan de Inversiones en Transmisión, contribuirán a que los interesados en la planificación del Sistema consideren las conclusiones obtenidas en el presente trabajo e incluyan criterios y metodologías adicionales como los algoritmos heurísticos para solucionar el problema de la expansión del Sistema eléctrico existente.

## **CAPÍTULO II**

# **PRINCIPIOS DE PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**

En éste capítulo se discute la planificación de sistemas eléctricos de potencia desde el punto de vista conceptual, y se revisa los objetivos, criterios y metodologías existentes. Además se seleccionará la metodología de planificación que se aplicará al caso práctico que se desarrolla en los siguientes capítulos.

### **2.1 OBJETIVOS DE LA PLANIFICACIÓN**

La energía eléctrica juega un rol muy importante en la sociedad. La calidad del servicio, costo de la energía, confiabilidad y seguridad son algunos de los atributos que deben tener valores aceptables en todo sistema eléctrico. Al planificar un sistema de transmisión resulta difícil optimizar todos atributos al mismo tiempo lo que hace necesario encontrar un punto de equilibrio entre todos ellos, de manera que el sistema resultante sea técnica y económicamente adaptado al crecimiento de la demanda.

Debido a esta necesidad, resulta de vital importancia definir qué objetivos debe cumplir y cuáles son las características que debe tener el sistema de transmisión para considerarse como bien planificado.

El objetivo de la Planificación de los Sistemas de Transmisión es definir las características de un nuevo sistema o la expansión del existente, con la finalidad de satisfacer la demanda de energía, cumplir las especificaciones de calidad y criterios de confiabilidad a un mínimo costo. La planificación debe ser un proceso continuo, ya que cada plan es resultado de un conjunto de necesidades y perspectivas existentes desde el momento del análisis hasta el final del horizonte de evaluación, que puede ser de corto, mediano o largo plazo.

La construcción de todo sistema de transmisión, responde a una determinada necesidad y es concebido para cumplir uno o varios objetivos específicos. La misión que cumplirá un sistema de transmisión nos da la idea de lo que se quiere lograr al planificarlo.

Los objetivos básicos de un sistema de transmisión son los siguientes:

- **Brindar capacidad de transporte de energía para satisfacer la demanda**

El sistema de transmisión debe estar diseñado para abastecer la demanda creciente en todo el horizonte de planeamiento y operar de modo tal que los parámetros eléctricos en las barras de demanda no tengan valores fuera del rango aceptado, ni se afecten los equipos que componen todo el sistema.

- **Preservar la Seguridad y Confiabilidad del sistema eléctrico**

El sistema de transmisión debe ser diseñado para operar en forma segura y confiable, de manera que ante cualquier contingencia pueda recuperar su estabilidad sin necesidad de rechazar carga. El sistema debe ser probado, en condiciones de plena carga y carga ligera, para soportar la salida no simultánea de cualquiera de sus componentes. A ésta contingencia más probable que considera la falla o pérdida de un elemento del sistema de potencia se le conoce como el criterio N-1.

- **Limitar la extensión de una falla en el sistema de potencia**

En un sistema de potencia, la protección debe impedir incontroladas salidas de equipos en cascada y la expansión de los efectos de una falla a sistemas vecinos. Entonces se requiere que el sistema de transmisión sea diseñado con suficiente protección y con los ajustes de coordinación necesarios para confinar la propagación de una perturbación.

- **Priorizar la integridad del sistema**

Existen contingencias que pueden sobrepasar la capacidad de los elementos de protección. En esos casos la protección del sistema de transmisión debe ser diseñada para operar de tal forma que, ante una contingencia extrema (más severas pero menos probables) no se desintegre o llegue al colapso. Si bien el sistema de transmisión debe soportar fallas sin perder su estabilidad, en casos extremos se deben adoptar medidas de emergencia como el rechazo de carga.

- **Poseer una alta capacidad de restauración**

No existe un sistema eléctrico con 100% de confiabilidad. Garantizar una continuidad permanente del servicio requiere de un análisis detallado de la configuración del sistema y la protección del mismo. No se puede incrementar el nivel de confiabilidad sin incrementar los costos de inversión y de operación. El sistema de transmisión debe ser diseñado de manera que pueda restaurarse rápidamente después de un colapso, así se reducen los efectos en el usuario y los costos que implica el tiempo sin energía.

Para poder lograr los objetivos descritos, las características técnicas de un sistema de transmisión bien planificado se definen en base a una referencia teórica. En nuestro país la referencia es el Sistema Económicamente Adaptado (SEA) donde existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda, asegurando la continuidad y calidad del servicio eléctrico en operación normal y en contingencia.

Generalmente un sistema “bien planificado” es tan ideal como inusual. La mayoría de sistemas ha crecido de alguna manera “casual” desde pequeñas redes formadas en la primera mitad del siglo XX hasta los grandes sistemas interconectados actuales. A pesar de la dificultad que demanda, las características de un sistema bien planificado pueden ser alcanzadas en el largo plazo.

Consolidando todos los objetivos descritos anteriormente podemos decir que las principales características de un sistema de transmisión bien planificado son:

- Adecuada capacidad de transmisión e interconexión para condiciones normales y de emergencia.
- Poseer elementos del sistema de potencia adecuados en términos de tamaño y capacidad.
- Presentar una configuración flexible de manera que pueda maniobrarse y adaptarse a las necesidades de la demanda y permita el fácil mantenimiento del sistema.
- Tener un sistema de protección que brinde una rápida discriminación y aisle las zonas de falla sin afectar el resto del sistema.

## **2.2 CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN**

Los criterios de planificación son los requisitos que deberá cumplir un sistema de transmisión de manera que se garantice una adecuada operación durante el horizonte de evaluación.

Los estudios de planeamiento de sistemas de transmisión deben dar respuestas a preguntas como las siguientes:

- ¿Se debe construir una nueva línea de transmisión o aumentar la capacidad de una existente?
- ¿Dónde y cuándo deben adicionarse las nuevas líneas o reforzamientos?
- ¿Se necesita una modernización de todo el sistema de potencia?
- ¿Dónde se encuentra la demanda y qué la calidad del suministro y confiabilidad se le debe ofrecer?

- ¿Cuáles con las condiciones de operación normal y de emergencia requeridas?
- ¿Qué tipo de transmisión se debe utilizar? ¿Líneas aéreas o cables subterráneos, líneas de corriente continua o corriente alterna?
- ¿Qué nivel de tensión y número de circuitos se necesitarán?

Uno de los criterios básicos que debe establecerse en la planificación de un sistema es que no se puede rechazar carga ante la ocurrencia de una contingencia simple en el sistema objeto de estudio o en otro sistema interconectado vecino. Este criterio se debe analizar cuando se diseña un sistema de transmisión y diferenciar las condiciones de estado estable y transitorio.

Para poder cuantificar el nivel de planificación de un sistema es necesario definir indicadores operativos (de desempeño mínimo) y de confiabilidad. En nuestro país, los criterios de planificación pueden agruparse en dos grandes clases: Determinísticos y Probabilísticos. La Metodología de planificación aplicada en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se basa en una mezcla de ambos.

**Los criterios determinísticos** se enfocan principalmente en los eventos que pueden ocurrir en un sistema de potencia. Una vez identificados estos eventos se deben evaluar los riesgos que pueden ocasionar y las consecuencias de estos eventos, incluyendo la duración de las condiciones de falla. Los criterios determinísticos son formulados de tal modo de que la operación diaria sea en lo mínimo posible afectada por los disturbios frecuentes.

Asimismo, se formulan criterios determinísticos para operar en condiciones extremas ante los disturbios más severos pero menos probables. La mayoría de los criterios determinísticos varían de acuerdo al sistema de cada país.

Muchos de estos criterios han ido tomando forma en base a las tradiciones de planificación, e instituciones técnicas internacionales como la IEEE y CIGRE. En la tabla 2.1 se muestran los criterios determinísticos usados en el sistema eléctrico peruano.

<b>TABLA 2.1 CRITERIOS DETERMINÍSTICOS DE PLANIFICACIÓN EN EL SISTEMA PERUANO</b>	
<b>CRITERIO</b>	<b>VALOR ADOPTADO</b>
Tensión – Normal	0,95 – 1,05 p.u.
Tensión – Emergencia	0,90 – 1,05 p.u. 0,90 – 1,05 p.u.
Sobrecargas – Normal	No permitidas
Sobrecargas – Emergencia	No permitidas
Generación Activa y Reactiva de Generadores	Dentro de límites operativos
Falla trifásica sólida.  Si es inestable. Falla monofásica sólida.	Sistema debe ser estable ante apertura en 6-8 ciclos.  Apertura en 6-8 ciclos

**Los criterios probabilísticos** se basan en la medición de la frecuencia y duración de los eventos que tienen efectos inaceptables en el sistema y en el consumidor. Luego, los criterios probabilísticos pueden expresar las mejoras de la confiabilidad de forma cuantitativa por añadir refuerzos en la red de transmisión.

A fin de cuantificar la confiabilidad, los criterios probabilísticos se formulan en base a índices. Los índices pueden ser divididos en índices del sistema e índices de consumidores.

Mientras los índices del sistema se enfocan en el desempeño del sistema, es decir las condiciones de operación; los índices de los consumidores miden el impacto en los consumidores valorizando la energía no suministrada. En la tabla 2.2 se muestran algunos índices del sistema utilizados en la planificación de sistemas de transmisión.

<b>TABLA 2.2 ÍNDICES PROBABILÍSTICOS DEL SISTEMA</b>	
<b>ÍNDICES ANUALES BÁSICOS</b>	
Frecuencia de corte de carga	$F = \sum F_i \text{ (año}^{-1}\text{)}$
Horas de corte de carga	$D = \sum F_i * D_i \text{ (h/año)}$
Corte de carga	$C = \sum F_i * C_i \text{ (MW/año)}$
Esperado de energía no servida	$E = \sum F_i * D_i * C_i \text{ (MWh/año)}$
$F_i$ : Frecuencia del evento $i$ ( $\text{años}^{-1}$ )	
$D_i$ : Duración del evento $i$ (h)	
$C_i$ : Carga en MW reducida por el evento $i$ (MW)	
$i$ : Todos los eventos para los cuales $C_i > 0$	

Los índices de los consumidores se formulan a partir del costo asociado al consumidor por tener un sistema confiable. El costo de la ausencia de energía eléctrica en los consumidores es función del tiempo de interrupción y depende del sector al que pertenezca la carga ya sea residencial, comercial o industrial.

## **2.3 METODOLOGÍAS DE PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

Se entiende por metodología de planificación como el camino utilizado para determinar la configuración futura de una red de transmisión.

Existen diversas metodologías que se han propuesto para solucionar el problema de la planificación. El primer intento de solución consistía en evaluar directamente alternativa por alternativa hasta hallar la mejor de entre todas las opciones lo que implicaba un gran esfuerzo computacional. A medida que avanzaron las investigaciones en el tema, surgieron metodologías más eficaces. A continuación se presenta las principales metodologías utilizadas en la planificación de sistemas de transmisión.

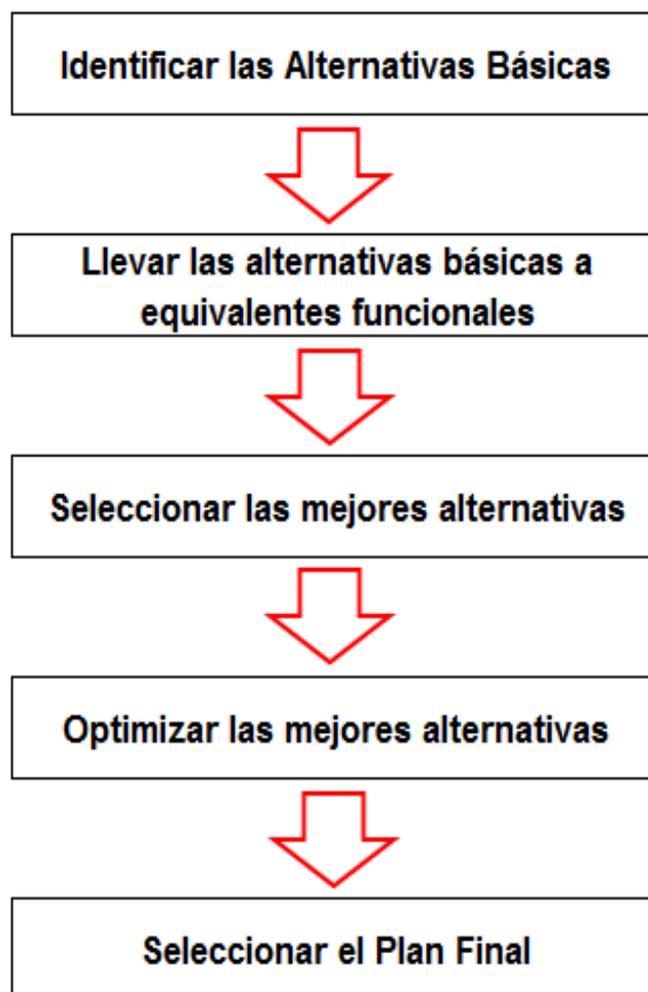
### **2.3.1 Metodología de Evaluación Directa de Alternativas**

La evaluación directa de alternativas es la metodología más difundida y utilizada en nuestro medio. Consiste en evaluar directamente las opciones disponibles y seleccionar aquellas que cumplan con los criterios de planificación. En la figura 2.1 se muestra el esquema de la metodología.

Este método es ideal para sistemas donde las opciones son limitadas y los costos involucrados son pequeños. Las posibles opciones se analizan usando generalmente modelos DC para asegurar la convergencia.

La característica esencial de esta metodología es la selección periódica de las alternativas desde un punto de vista tanto técnico como económico, evitando las

dificultades de estudiar alternativas que no son competitivas. No obstante, su principal desventaja es que resulta demasiado tedioso cuando el periodo de planificación es muy amplio ya que las opciones crecen sustancialmente y puede convertirse en una tarea no factible.



**FIGURA 2.1 ENFOQUE DE ALTERNATIVAS**

El método de evaluación directa de alternativas tiene el procedimiento general que se describe a continuación:

### **2.3.1.1 Adquisición de datos del Mercado Eléctrico**

#### **a) Proyección de la demanda**

El período de tiempo requerido para definir lugares donde se proponga la construcción de nuevas centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión varía de tres a diez o más años. Estos largos períodos de espera exigen que las decisiones se basen en las proyecciones de demanda a largo plazo. En nuestro país los horizontes temporales de planificación se han segmentado en:

Mediano y corto plazo:	3 a 5 años
Largo plazo:	10 años

El bienestar y progreso de una sociedad moderna dependen tanto de la disponibilidad de energía eléctrica, que es de gran utilidad poder garantizar suficiente capacidad de generación y distribución a los lugares requeridos y en el momento en que los clientes lo necesiten.

Por estas razones, un buen pronóstico de mercado debe establecer la demanda total de energía y distribución de la carga en todas las barras del sistema; así también la necesidad de potencia reactiva que usualmente no se realiza en estudios de largo plazo.

#### **b) Oferta de Generación**

En cuanto a la utilización de la capacidad de generación, los estudios a largo y mediano plazo deben establecer:

- Lista de las centrales consideradas dentro del horizonte de estudio.
- Número de unidades de generación, sus características y límites operativos.
- Potencia activa que será suministrada por cada generador.
- Rotación de las unidades en reserva, mantenimiento o paralizadas.
- Transferencia de Potencia entre las empresas generadores o las zonas de generación.

### **c) Sistema de Transmisión existente y características preferenciales**

Otros datos del mercado eléctrico que se necesita reunir son:

- Características generales de configuración del sistema actual.
- Rutas preferenciales para los trazos de línea, teniendo en cuenta la disponibilidad del terreno, los costos de inversión e impactos ambientales.
- Las características técnicas preferentes o normalizadas: Tensiones, frecuencias, transmisión en AC o DC, materiales aceptados, tipos de estructuras, etc.

#### **2.3.1.2 Formulación y Preselección de Alternativas**

Como resultado de la evaluación del crecimiento de la demanda se formularán una serie de alternativas para expandir o reforzar el sistema de transmisión en varias etapas durante el horizonte de estudio. Sin embargo, no todas deberán ser analizadas al detalle y para eso es importante la preselección.

Se realiza una evaluación simplificada técnica y económica de las alternativas propuestas durante el periodo de planeamiento para reducir el número de alternativas, con ello se preseleccionan las alternativas que cumplen con mayor aceptación los criterios de evaluación y se detalla la configuración de las mismas para proceder con los estudios complementarios.

En la figura 2.2 se aprecia la metodología de selección de alternativas. Las opciones preseleccionadas se someten a una evaluación técnico-económica que llevará a la solución final adoptada.

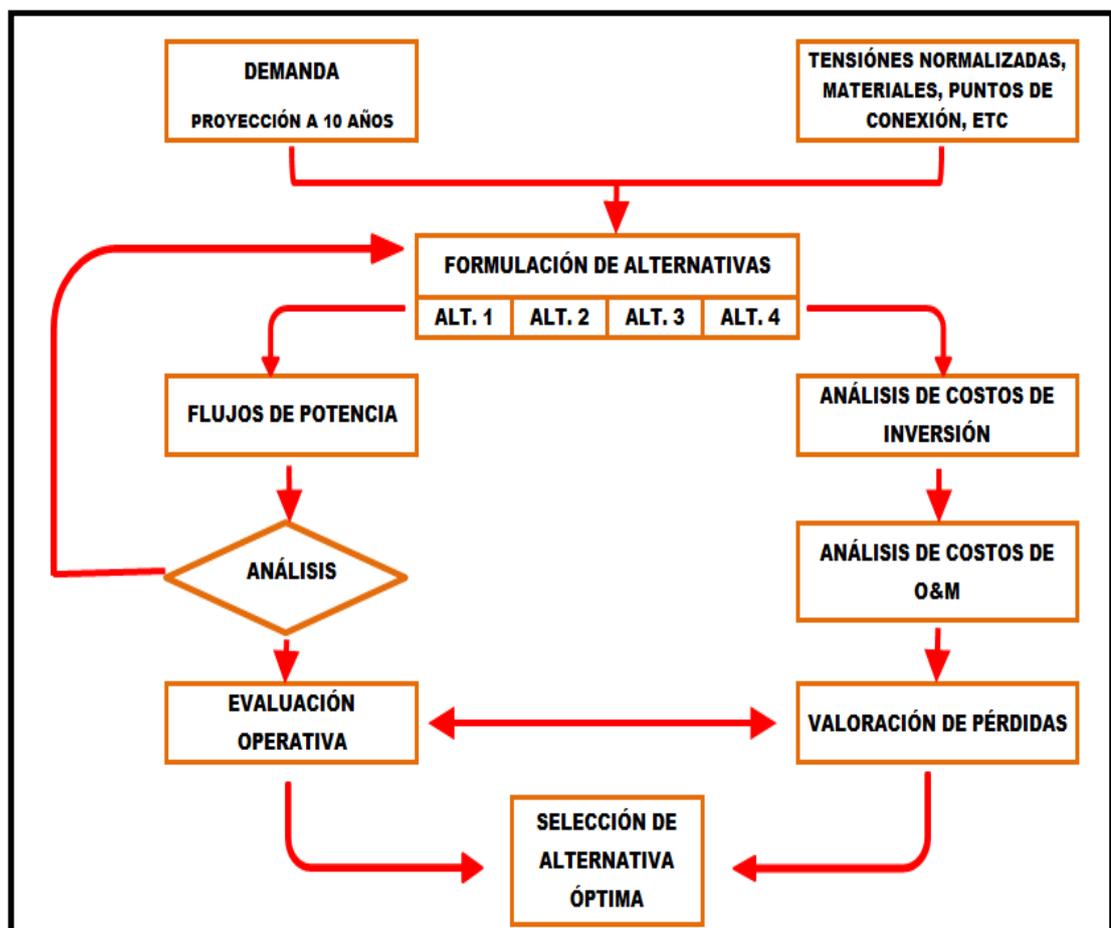


FIGURA 2.2 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

### **2.3.1.3 Estudios Eléctricos**

El diseño eléctrico básico de un sistema de transmisión de corriente alterna incluye los siguientes estudios:

- Flujo de potencia
- Análisis de estabilidad y desempeño dinámico
- Selección del nivel de tensión óptimo
- Control de tensión y potencia reactiva
- Selección del material y sección del conductor
- Pérdidas óhmicas (joule)
- Pérdidas por corona (ruido audible, interferencia de radio y televisión)
- Efectos del campo electromagnético
- Evaluación de la confiabilidad del sistema
- Selección de nivel de aislamiento
- Protección contra sobrecorrientes
- Dimensionamiento de seccionadores e interruptores

### **2.3.1.4 Análisis Económico y Evaluación Final**

Las alternativas preseleccionadas que cumplan con los criterios básicos de diseño eléctrico, son evaluadas en costo; se determina el valor actual de la inversión y las pérdidas anuales con el fin de obtener las alternativas más económicas.

Es fundamental realizar un estudio final de viabilidad económica y análisis de sensibilidad sobre las alternativas preseleccionadas, teniendo en cuenta la evaluación del costo-beneficio que comprende:

- Inversión
- Mantenimiento
- Disponibilidad de energía
- Mercado eléctrico e ingresos
- Pérdidas y beneficios de confiabilidad

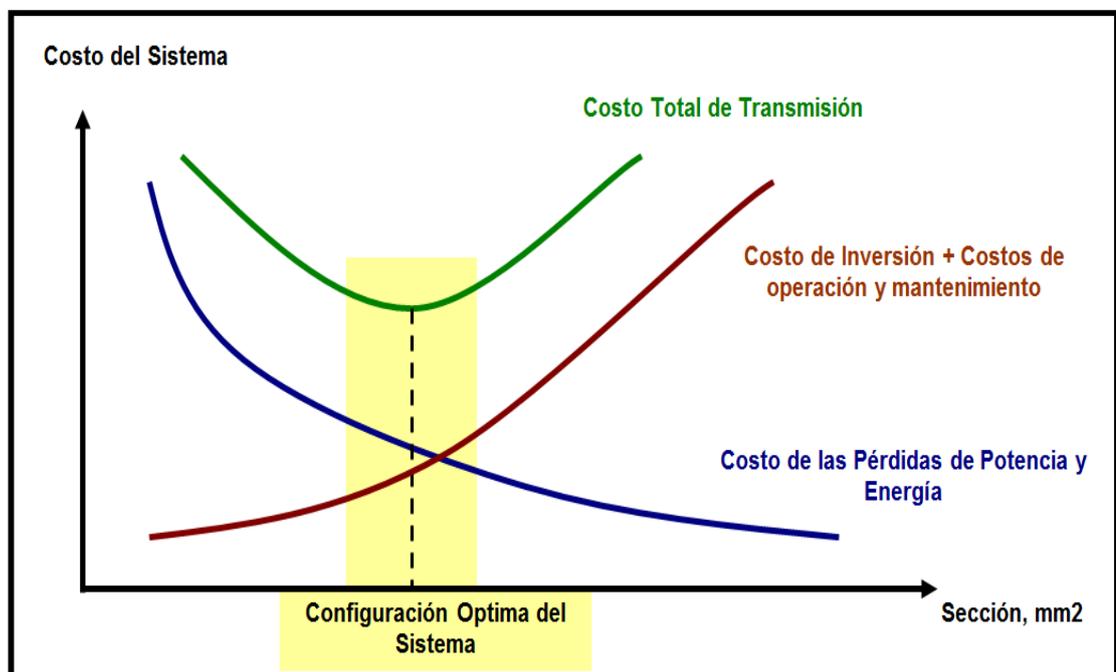


FIGURA 2.3 VALOR ÓPTIMO DEL COSTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

En la figura 2.3 observamos la variación del costo de un sistema de transmisión en función de la sección del conductor. Estas curvas nos muestran el criterio de optimización en base al análisis técnico y económico descrito.

Para determinar la alternativa de “costo mínimo” se deben incluir el costo de inversión, costo de operación y mantenimiento, costos por falta de suministro en la demanda y otros derivados de la capacidad de transmisión y el índice anual de fallas en las líneas existentes.

Adicionalmente a todo lo descrito existen otros análisis importantes que se deben incluir en la toma de decisiones. La alternativa óptima definitiva se selecciona en base no sólo al análisis técnico-económico, sino que se toman en cuenta los puntos subjetivos tales como la experiencia en la utilización de otros sistemas existentes, las preferencias y aceptación de la población local, la disponibilidad de repuestos y materiales a precios accesibles, etc.

### **2.3.2 METODOLOGÍA BASADA EN TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN**

Una metodología atractiva consiste en obtener los refuerzos de una red de transmisión directamente a través de técnicas de optimización. Para obtener un plan óptimo y al mismo tiempo reducir la cantidad de trabajo en analizar varias alternativas, se han desarrollado varios métodos de optimización para automatizar el proceso de planificación. Básicamente, la metodología consiste en expresar el problema de la planificación como un problema de optimización en donde se minimiza los costos de inversión sujeto a las ecuaciones de la red de transmisión y los criterios de planificación.

Las metodologías basadas en técnicas de optimización se apoyan en la teoría de la investigación de operaciones para obtener soluciones. Para tal fin se han aplicado diversas técnicas de optimización, entre las más importantes están la

programación lineal, programación entera mixta, programación no lineal, programación dinámica, los algoritmos heurísticos, metaheurísticos, genéticos, algoritmos evolutivos, Búsqueda Tabú, etc.

La ventaja de las técnicas de optimización con respecto a las demás metodologías es que simplifica enormemente la identificación de las alternativas de planificación económicamente más atractivas, permitiendo el estudio de un gran número de alternativas y escenarios. Sin duda, la principal diferencia y desventaja de ésta metodología es que concibe la expansión de la red en base al mínimo costo sin tomar en cuenta otros objetivos como la confiabilidad o la minimización de riesgos ante escenarios adversos.

Luego de tener un conjunto reducido de candidatos, generalmente se complementa el estudio con otras metodologías como la evaluación escenarios o compromiso – riesgo.

### **2.3.3 METODOLOGÍA BASADA EN ESCENARIOS**

En el pasado, la estabilidad económica y las facilidades de una economía de escala permitían una atmósfera más predecible para la planificación de un sistema de transmisión. Sin embargo, en la actualidad las incertidumbres ligadas a las condiciones futuras son bastante grandes.

Esta metodología consiste en considerar escenarios que reflejen los posibles futuros que se pueden presentar y así tomar en cuenta las incertidumbres involucradas en la planificación. En consecuencia, se desarrollan varios escenarios

alternativos para luego aplicar un análisis de decisión y seleccionar el plan más robusto. Los escenarios pueden ser seleccionados en base a los casos más probables o a los casos extremos. Finalmente, una vez obtenidos los planes de expansión, se aplica un criterio de decisión para seleccionar el mejor plan.

Los criterios de decisión más usados son el criterio de mínimo costo esperado, el criterio de Laplace y el criterio MINIMAX o de mínimo arrepentimiento, usado en nuestro Plan de Transmisión, todos ellos tomados de la teoría de toma de decisiones bajo incertidumbre.

La Metodología MINIMAX permite maximizar los beneficios derivados de una decisión, mientras minimiza las potenciales consecuencias adversas de la misma. En ausencia de soluciones robustas brinda la solución de menor riesgo.<sup>1</sup>

#### **2.3.4 OTRAS METODOLOGÍAS DE EVALUACIÓN**

Existen otras metodologías que se aplican en la evaluación de alternativas como son:

- Metodología de evaluación de múltiples objetivos.- Consiste en tomar en cuenta múltiples objetivos para seleccionar un plan de transmisión. Para aplicarla se consideran funciones de utilidad ampliamente conocidas en la teoría económica. La función de utilidad expresa el grado de satisfacción que se obtiene con cada alternativa.

---

<sup>1</sup> Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión R.M. N° 129-2009-MEM-DM

- Metodología de Compromiso – Riesgo (Trade off – Risk).- Es una metodología que permite optimizar atributos conflictivos. Esta metodología reconoce el hecho de que no se puede favorecer un objetivo sin perjudicar otro; por lo tanto, los planes mas atractivos son aquellos que satisfacen un balance entre todos los objetivos (óptimo en el sentido de Pareto). Al igual que Minimax, también se aplica en nuestro Plan de Transmisión.
- Metodología basada en el flujo de potencia probabilístico.- Esta metodología se basa en el flujo de potencia que considera las funciones de densidad de probabilidad de las cargas y a partir de estas halla los índices probabilísticos mediante la simulación de Montecarlo. Se aplica un flujo de potencia probabilístico por separado para cada alternativa, y se calculan los índices probabilísticos.

En el presente trabajo no se pretende desarrollar extensamente todas las metodologías de evaluación de alternativas. En los siguientes capítulos se aplicarán dos metodologías combinadas, de manera que se obtenga una misma solución y se garantice la optimización del sistema de transmisión propuesto.

Las metodologías que emplearemos son: “Metodología de Evaluación Directa de Alternativas” y “Metodología basada en Técnicas de Optimización: Algoritmos Heurísticos”.

## **2.4 PRINCIPALES HERRAMIENTAS PARA LA EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN**

La evaluación de un plan de transmisión se traduce en verificar si se cumplen los criterios de planificación en las alternativas propuestas. Dichos estudios evalúan los principales atributos de un sistema de transmisión como la capacidad, la seguridad, la confiabilidad, etc.

En esta sección se describe brevemente las principales herramientas para la evaluación de los criterios de planificación. Algunas de ellas serán usadas en capítulos posteriores del presente trabajo.

### **2.4.1 El Flujo de Potencia**

El flujo de potencia es la herramienta básica para determinar el estado de una red en régimen estacionario. El problema consiste en determinar el ángulo y magnitud de la tensión en cada barra de la red, y determinar el flujo de potencia activa y reactiva en la red.

Las ecuaciones del flujo de potencia son de carácter no-lineal, por lo que se tiene que recurrir a métodos iterativos para resolver tales ecuaciones. En un estudio de este tipo se resuelven flujos de potencia para varias condiciones de la red: máxima, media, y mínima demanda; considerando escenarios típicos de despacho. De los resultados obtenidos se pueden verificar si para alguna condición de la red existen sobrecargas en los equipos o tensiones fuera de los límites permitidos.

## 2.4.2 Análisis de Contingencias

El análisis de contingencias es una herramienta que permite evaluar la seguridad con la que se opera un sistema. El objetivo es determinar si existe alguna condición insegura en la red después de la pérdida de un elemento en el sistema de transmisión. En la figura 2.4 se muestra un pequeño sistema en donde se presenta un ejemplo de una condición insegura.

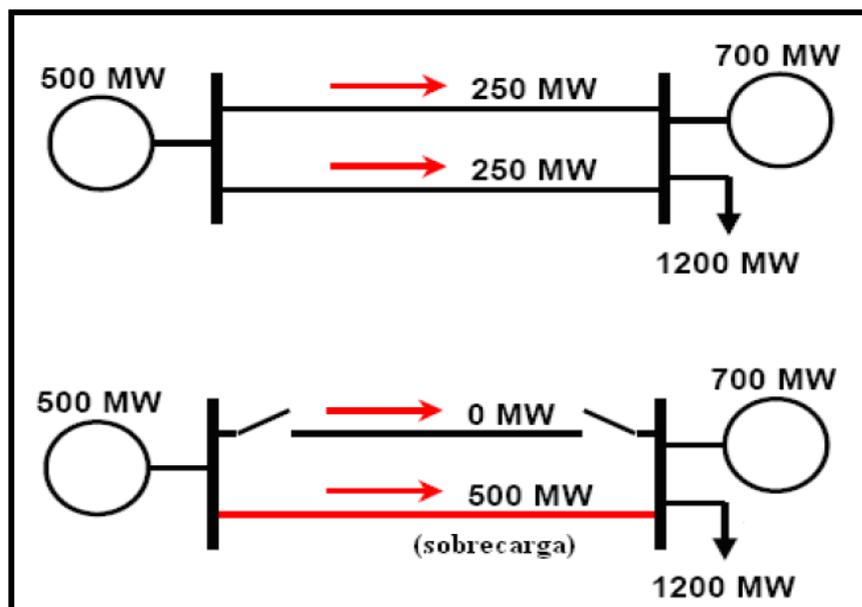


FIGURA 2.4 CONDICIÓN INSEGURA DE UNA RED

Para evaluar el estado de la red después de la salida de un elemento se pueden utilizar los flujos de potencia; sin embargo, esto demandaría un gran esfuerzo computacional. En la práctica se usan algoritmos simplificados que permite evaluar la seguridad de la red de forma más eficiente. Las técnicas utilizadas en la evaluación de la seguridad de la operación de una red son el flujo de potencia DC y el uso de factores de distribución.

### **2.4.3 Análisis de Estabilidad de Tensión**

La estabilidad de tensión es la capacidad de un sistema eléctrico de potencia para mantener tensiones estacionarias aceptables en todas las barras del sistema bajo condiciones normales de operación y después de haber sido sometido a una perturbación. Un sistema ingresa a un estado de inestabilidad de tensión cuando una perturbación provoca una progresiva e incontrolable caída en la tensión.

El análisis de estabilidad de tensión consiste en hallar el margen de potencia activa y reactiva que tiene un área para alcanzar el colapso de tensión. Se considera que un área alcanza la inestabilidad cuando por aumento de la demanda las tensiones lleguen a valores cercanos al estado de emergencia.

### **2.4.4 Análisis de la Estabilidad Transitoria**

La estabilidad transitoria es la capacidad del sistema eléctrico de potencia de mantener el sincronismo cuando es sometido a severas perturbaciones. La respuesta del sistema involucra grandes excursiones de los ángulos del rotor de los generadores del sistema. La estabilidad en este caso depende tanto de las condiciones iniciales de operación del sistema como de la severidad de la perturbación. En la figura 2.5 se muestra el comportamiento del ángulo del rotor de un generador para un caso estable y un caso inestable.

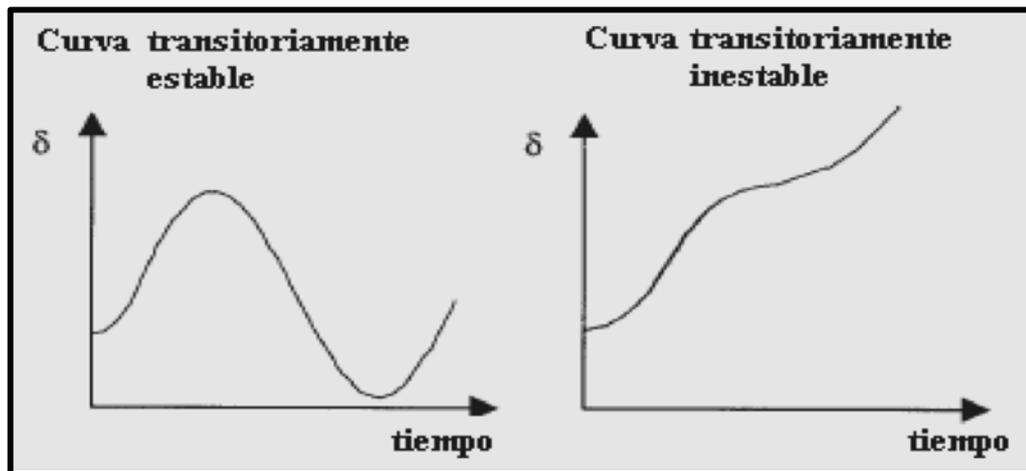


FIGURA 2.5 CASOS ESTABLE E INESTABLE DEL ÁNGULO DEL ROTOR

El análisis de estabilidad transitoria tiene por objetivo mostrar el efecto de los elementos de control y la dinámica de las máquinas sobre el sistema en general luego de presentarse una contingencia simulada. De los resultados, se puede verificar si el comportamiento del sistema es transitoriamente estable o inestable.

#### 2.4.5 Evaluación de la Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema es la probabilidad de la operación satisfactoria del mismo durante un periodo de tiempo. Luego, la confiabilidad denota la capacidad para suministrar un adecuado servicio eléctrico con pocas interrupciones sobre un determinado periodo.

Mediante el análisis de la confiabilidad, se puede verificar si se cumplen los criterios probabilísticos de planificación. Existen dos enfoques para analizar la confiabilidad de un sistema de transmisión: el método de enumeración de contingencias y la simulación de Montecarlo.

El método de enumeración de contingencias consiste en una selección y evaluación sistemática de los disturbios. Para una determinada condición pre-contingencia se selecciona y se simula una contingencia para determinar si ésta causa inmediatamente problemas en el sistema. En la figura 2.6 se muestra el esquema el método de enumeración de contingencias.

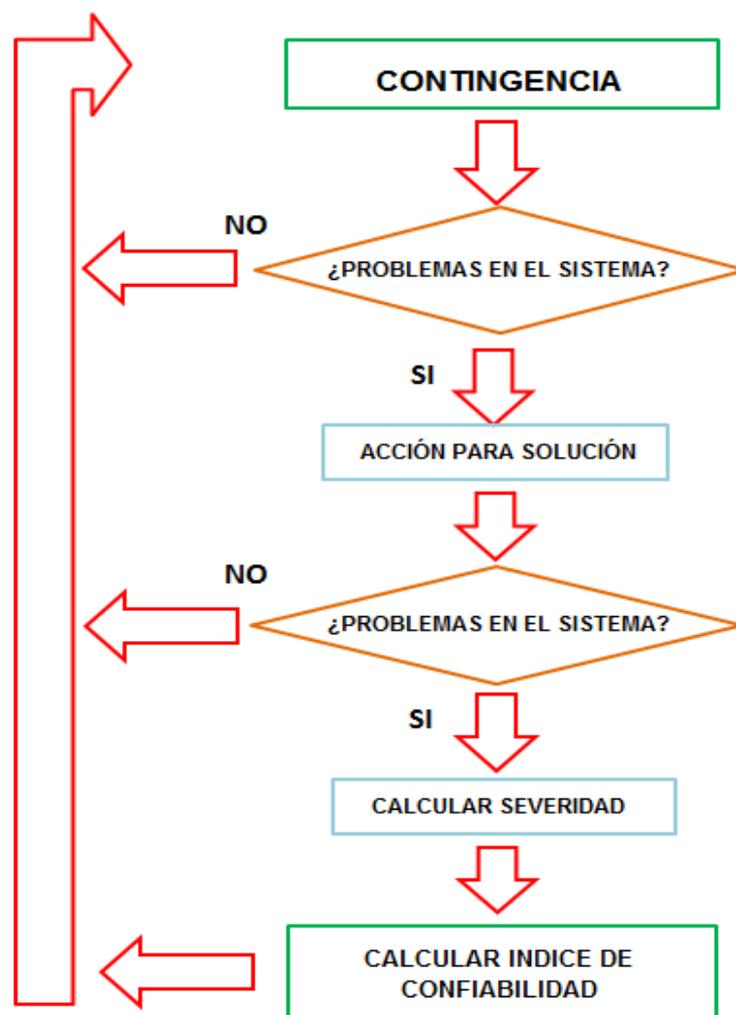


FIGURA 2.6 DIAGRAMA DE FLUJO DEL MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE CONTINGENCIAS

La simulación de Montecarlo se basa en la premisa de que los componentes del sistema de potencia fallan de manera aleatoria. La simulación de Montecarlo

consiste en generar aleatoriamente diversos estados del sistema y a medida que el número de estados crece se pueden calcular los índices de confiabilidad a partir de la muestra generada.

El método de enumeración de contingencias es capaz de ver eventos severos en gran detalle, pero no puede visualizar diversas condiciones de operación; mientras que el método de Montecarlo es capaz de visualizar las condiciones de operación en gran detalle, pero desde el punto de vista computacional no es posible capturar con precisión el impacto de las más severas pero infrecuentes contingencias. En la práctica ambos enfoques se complementan.

## **2.5 PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN MEDIANTE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN**

Desde las primeras investigaciones de la planificación basada en técnicas de optimización hasta la actualidad, las técnicas de solución han ido evolucionando gradualmente permitiendo la obtención de soluciones más cercanas al óptimo global.

Los modelos y algoritmos existentes presentan una serie de ventajas y desventajas entre sí, pues generalmente existe un compromiso entre el modelamiento matemático y la técnica de solución. Esto implica que el obtener una solución muy precisa requiere una técnica de solución bastante compleja.

La selección de un modelo y algoritmo de solución depende del grado de exactitud que se requiere. La mayoría de investigaciones académicas se concentran en obtener la solución óptima; no obstante, lo que generalmente en la práctica se requiere es una herramienta que sirva como un indicador de las alternativas más atractivas para luego realizar otros análisis que permitan definir la solución final.

A continuación revisaremos el modelamiento matemático del problema y los principales algoritmos de solución existentes. Debido a la gran complejidad de los algoritmos seleccionaremos el que pueda ser implementado con mayor comodidad en un programa computacional y aplicado a la evaluación de alternativas de configuración, objeto del presente estudio.

### **2.5.1 Metodología de Optimización**

El objetivo de la planificación de la expansión basada en técnicas de optimización consiste en determinar un plan de expansión de mínimo costo que satisfaga los criterios operativos para una determinada proyección de demanda y un plan de expansión de la generación en particular.

Este problema es abarcado desde dos enfoques: un enfoque estático, que indica donde hacer los refuerzos en la red para un año horizonte; y un enfoque dinámico, que indica donde y cuando hacer las adiciones en la red para un periodo de estudio. En la práctica el enfoque estático ha sido el más trabajado y es el que se aborda en la presente tesis.

Como primer paso para la optimización se debe comenzar por la definición del problema, en ésta etapa se delimita el alcance de lo que se investiga y se identifican las posibles soluciones. Existen tres elementos principales que conforman el problema de decisión:

- ✓ La descripción de las alternativas de solución.
- ✓ La determinación del objetivo del estudio.
- ✓ Las especificaciones de las limitaciones y restricciones bajo las cuales funciona el sistema.

Como cualquier caso de optimización el problema puede dividirse en dos etapas: el modelamiento matemático y la técnica escogida para resolver el modelo matemático.

A continuación se presenta el modelamiento matemático del problema y las principales técnicas de solución.

### **2.5.2 Construcción del Modelo Matemático**

La construcción de un modelo matemático implica traducir la definición del problema a relaciones matemáticas. Un modelo es una representación simplificada de la realidad, la simplificación permite omitir detalles irrelevantes y nos da la capacidad de enfocarnos en los rasgos más esenciales. Como se verá más adelante, el modelamiento matemático de la planificación toma supuestos simplificados e incluso omite ciertas restricciones para poder resolver el problema.

Los modelos para la planificación existentes en la literatura especializada tienen consideraciones similares. Primero se ilustra una aplicación práctica que permita revisar el modelamiento de manera general para luego presentar cada uno de los modelos existentes, para esto se debe considerar el listado de símbolos en la parte final del presente capítulo.

Considérese el sistema mostrado en la figura 2.7.

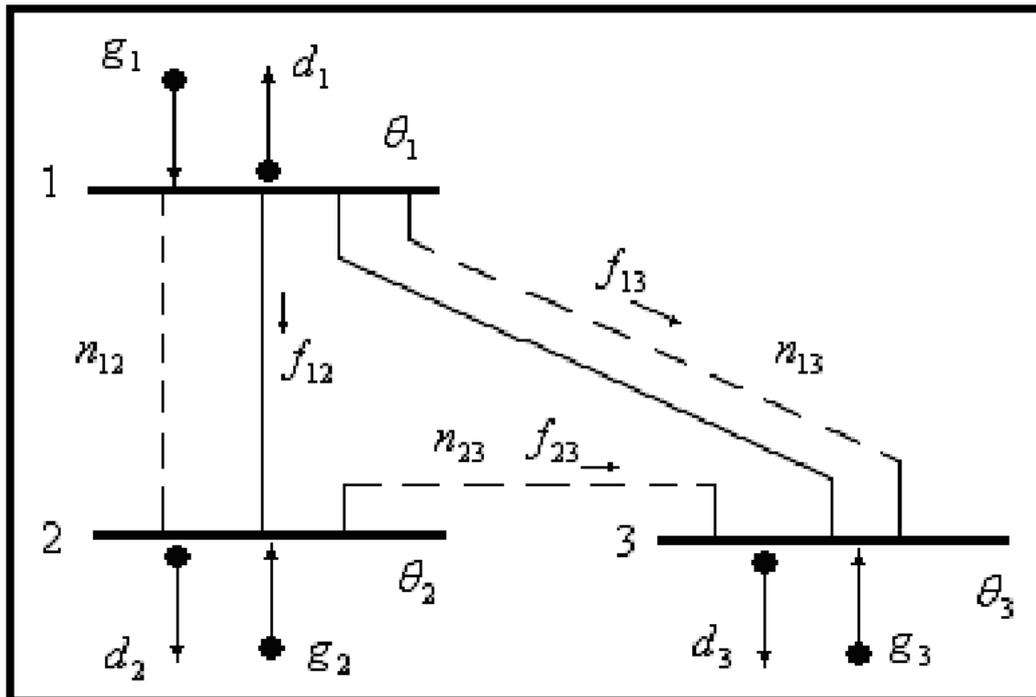


FIGURA 2.7 REPRESENTACIÓN DE UN SISTEMA DE 3 BARRAS

El sistema teórico mostrado grafica la red actual o red base, la demanda y la capacidad de generación para un escenario futuro. Las líneas punteadas representan los caminos posibles entre los cuales se pueden adicionar líneas de transmisión. Las variables  $n_{ij}$  representan el número de adiciones necesarias entre las barras  $i$ - $j$ , siendo  $n_{ij}$  un número entero mayor a cero.

Cada camino tiene un respectivo costo asociado el cual está dado por  $c_{ij}$  y cada nodo tiene el ángulo  $\theta_i$  asociado. El numero de circuitos existentes en la red base en el camino  $ij$  está dado por  $n_{ij}^0$ . Entonces, el objetivo consiste en determinar que numero de adiciones  $n_{ij}$  se necesita por cada camino, de manera que se minimice el costo de inversión total y se cumplan con las restricciones impuestas por la red. Luego, la función objetivo está dada por la ecuación 2.1:

$$\text{Minimizar } c_{12} * n_{12} + c_{13} * n_{13} + c_{23} * n_{23}$$

$$\Rightarrow \text{Minimizar } \sum c_{ij} * n_{ij} \quad (2.1)$$

Para modelar las restricciones de la red se utilizan las leyes de Kirchhoff. En la figura 2.8 se muestran las leyes de Kirchhoff.

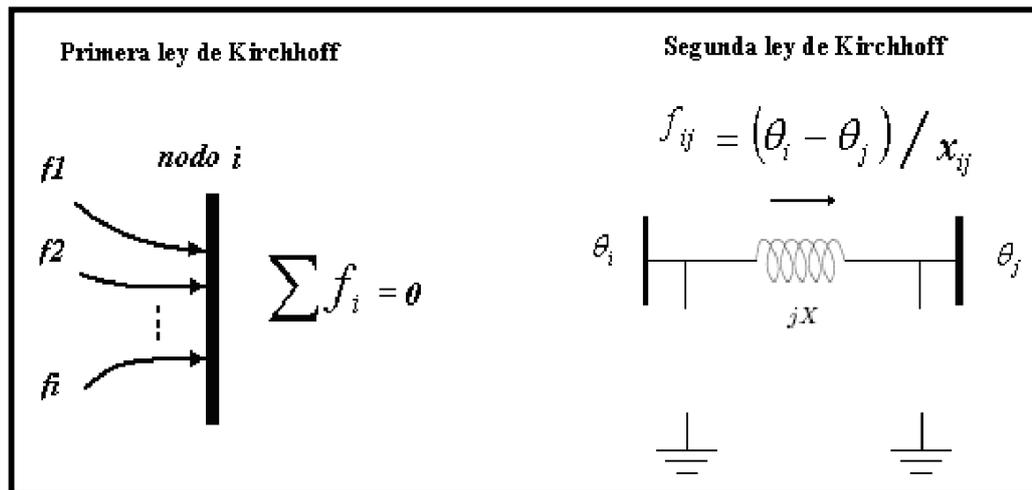


FIGURA 2.8 LEYES DE KIRCHHOFF

Las variables  $ij f$  representan el flujo total por el camino  $ij$ , considerando las líneas existentes y las futuras adiciones. Luego, las restricciones de la primera Ley de Kirchhoff están dadas por la ecuación 2.2:

$$\begin{aligned} -f_{12} - f_{13} + g_1 &= d_1 \\ -f_{23} - f_{12} + g_2 &= d_2 \\ -f_{23} - f_{13} + g_3 &= d_3 \end{aligned} \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{12} \\ f_{13} \\ f_{23} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ g_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{bmatrix}$$

$$\Rightarrow [S][f] + [g] = [d] \quad (2.2)$$

A la matriz que multiplica el vector de flujos se le conoce como matriz de incidencia de la red, denominada matriz [S]. Asimismo, se adopta el supuesto de que las adiciones tienen la misma capacidad y reactancia que la de los caminos existentes. Entonces si la reactancia de las líneas del camino  $ij$  está dada por  $\gamma_{ij}$  y la susceptancia existente del camino está dada por  $\gamma^0_{ij}$ , las restricciones de la segunda ley de Kirchhoff están dadas por la ecuación 2.3.

$$\begin{aligned} f_{12} &= (\gamma^0_{12} + \gamma_{12} * n_{12})(\theta_1 - \theta_2) \\ f_{13} &= (\gamma^0_{13} + \gamma_{13} * n_{13})(\theta_1 - \theta_3) \\ f_{23} &= (\gamma^0_{23} + \gamma_{23} * n_{23})(\theta_2 - \theta_3) \end{aligned}$$

$$\Rightarrow \mathbf{f}_{ij} = (\gamma^0_{ij} + \gamma_{ij}n_{ij})(\theta_i - \theta_j) \quad (2.3)$$

Como criterio de planificación, se adopta que el sistema no debe tener sobrecargas en condiciones normales. Generalmente no se modela otros criterios debido a lo complejo que resulta su implementación. Entonces si el límite del flujo en una línea del camino  $ij$  está dado por  $\overline{f}_{ij}$ , las restricciones de flujos están dadas por la ecuación 2.4:

$$\begin{aligned} |f_{12}| &\leq \overline{f}_{12}(n^0_{12} + n_{12}) \\ |f_{13}| &\leq \overline{f}_{13}(n^0_{13} + n_{13}) \\ |f_{23}| &\leq \overline{f}_{23}(n^0_{23} + n_{23}) \end{aligned}$$

$$\Rightarrow |f_{ij}| \leq \overline{f}_{ij}(n^0_{ij} + n_{ij}) \quad (2.4)$$

Finalmente, se modelan las restricciones de la capacidad de generación en cada barra, si el límite de la capacidad de generación está dado por  $\bar{g}_i$  y se resume en la ecuación 2.5:

$$\begin{aligned} g_1 &\leq \bar{g}_1 \\ g_2 &\leq \bar{g}_2 \\ g_3 &\leq \bar{g}_3 \end{aligned}$$

$$\Rightarrow g_i \leq \bar{g}_i \quad (2.5)$$

Ordenando las expresiones anteriores, el problema queda formulado como sigue:

$$\text{Minimizar } \sum c_{ij} * n_{ij}$$

Sujeto a:

$$[S][f] + [g] = [d]$$

$$f_{ij} = (\gamma_{ij}^0 + \gamma_{ij} n_{ij})(\theta_i - \theta_j)$$

$$|f_{ij}| \leq \bar{f}_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

$$0 \leq n_{ij}$$

$n_{ij}$  : Número entero

Esta es la forma general del problema. Los modelos existentes adoptan las consideraciones tomadas para este ejemplo. No explicaremos al detalle cada modelo para concentrarnos solamente en el que aplicaremos en el presente trabajo.

- a) **Modelo de Transportes:** El modelo de transportes fue la primera propuesta sistemática para modelar el problema, introducido por L.L. Garver. El modelo de transportes solo toma en cuenta la primera ley de Kirchhoff para modelar la red, es decir que se debe conservar el balance de potencias en cada barra. Es en esencia similar a la expresión general.
- b) **Modelo Híbrido:** Considera que el conjunto de circuitos existentes deben cumplir ambas leyes de Kirchhoff. Sin embargo, el conjunto de circuitos de las adiciones solamente necesita cumplir la primera ley de Kirchhoff. Este modelo es una mezcla entre el modelo de transportes y el modelo DC tomando ventajas de ambas formulaciones. La formulación matemática del modelo híbrido está dada por:

$$\text{Minimizar } \sum c_{ij} * n_{ij} \quad (2.6)$$

Sujeto a:

$$[S][f] + [B][\theta] + [g] = [d]$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{\varphi}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_1$$

$$|f_{ij}| \leq \overline{f}_{ij} * n_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_2$$

$$0 \leq g_i \leq \overline{g}_i$$

$$0 \leq n_{ij}$$

$n_{ij}$  : Número entero

$$\overline{\varphi}_{ij} = \frac{\overline{f}_{ij}}{\gamma_{ij}}$$

[S] : Matriz de incidencia de ramas de la parte del sistema que no tiene circuitos en la configuración inicial (circuitos que pertenecen a  $\Omega_2$ ).

$[f]$  : Vector de flujos de los circuitos que pertenecen a  $\Omega_2$ .

$[B]$  : Matriz de susceptancias de los circuitos de la configuración inicial (circuitos que pertenecen a  $\Omega_1$ ).

$\Omega_1$  : Conjunto de circuitos existentes.

$\Omega_2$  : Conjunto de circuitos de las adiciones.

- c) **Modelo DC:** El modelo DC es una generalización del modelo híbrido y de transportes, siendo el modelo ideal para representar el problema de la planificación. Este modelo implementa las dos leyes de Kirchhoff para todos los circuitos tanto de los existentes como de las adiciones. El modelo DC es el apropiado para nuestro caso y está dado por las siguientes expresiones:

$$\text{Minimizar } \sum c_{ij} * n_{ij} \quad (2.7)$$

Sujeto a:

$$[S][f] + [g] = [d]$$

$$f_{ij} = (\gamma_{ij}^0 + \gamma_{ij} n_{ij})(\theta_i - \theta_j)$$

$$|f_{ij}| \leq \bar{f}_{ij}(n_{ij}^0 + n_{ij})$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i$$

$$0 \leq n_{ij}$$

$n_{ij}$  : Número entero

La selección del modelo está íntimamente ligada con la técnica de solución a utilizar. Por ejemplo, el modelo de transportes corresponde a un problema de programación lineal entera mixta, mientras que el modelo DC corresponde a un

problema de programación no lineal entera mixta. A continuación se revisa los principales algoritmos de solución.

### **2.5.3 Algoritmos de Solución del Modelo**

Los algoritmos de solución son las técnicas utilizadas para resolver los problemas de optimización planteados en los modelos vistos anteriormente. El modelo ideal del problema de la planificación corresponde a un problema de programación no lineal entera mixta, y hasta el momento no existe ninguna técnica de solución que asegure obtener el óptimo global para sistemas de gran tamaño. No obstante, mediante simplificaciones pueden obtenerse soluciones bastante aproximadas.

Los algoritmos de solución están clasificados en tres categorías: algoritmos de descomposición matemática, algoritmos heurísticos y algoritmos metaheurísticos. Nuestro objetivo no es describir cada uno de los principales algoritmos existentes, sin embargo como resumen podemos presentar la figura 2.9

Los métodos matemáticos pertenecen a la optimización denominada clásica, mientras que los métodos heurísticos y meta-heurísticos son en la actualidad una opción atractiva para resolver el problema de planeación de sistemas de transmisión.

En general estos métodos heurísticos y meta-heurísticos se basan en generar posibles soluciones candidatas de acuerdo a un patrón establecido, luego los candidatos se someten a pruebas de acuerdo a un criterio que caracteriza a la

solución. Si el candidato no cumple con lo establecido se genera un nuevo candidato.

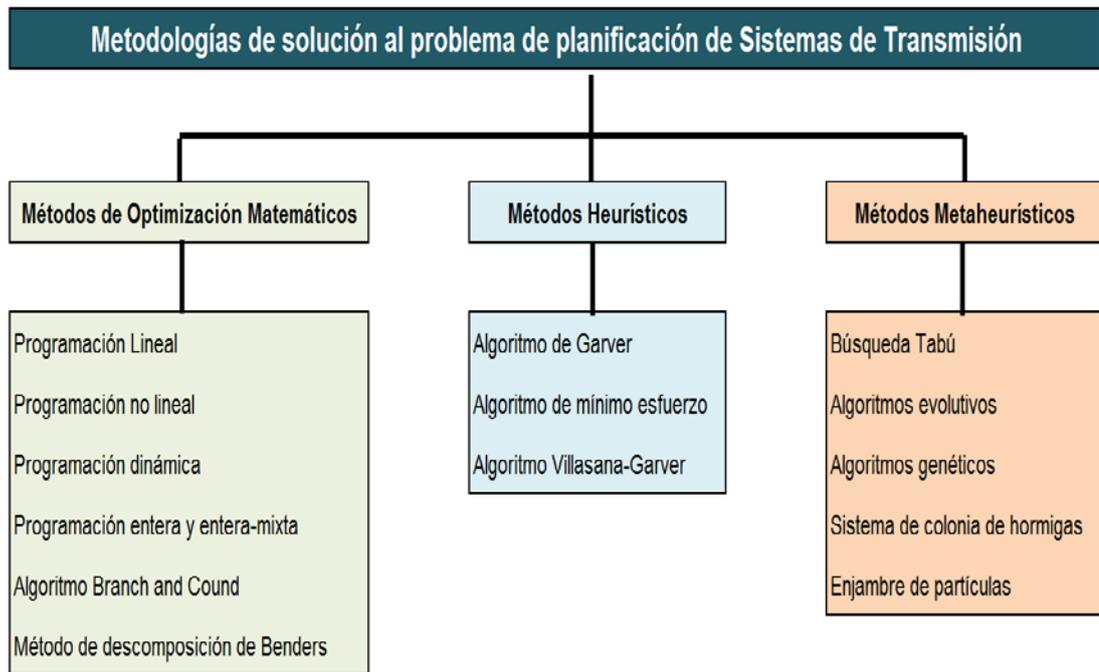


FIGURA 2.9 PRINCIPALES ALGORITMOS DE SOLUCIÓN AL PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN

Los **algoritmos heurísticos** se caracterizan por tener un procedimiento paso a paso. En cada paso se formula un problema de programación lineal, permitiendo que las variables enteras tomen valores continuos. En cada iteración se añade una línea a la red base y la red obtenida se le llama configuración corriente. A partir de la solución del problema de programación lineal, se escoge el camino más atractivo por medio de un índice de sensibilidad.

El algoritmo **Villasana-Garver** usa dos redes eléctricas superpuestas: una red eléctrica que corresponde a los circuitos existentes, lo que se llama la

configuración corriente; y una red artificial o ficticia de todos los caminos que pueden ser adicionados los circuitos.

La idea fundamental del algoritmo es que el sistema eléctrico debe intentar resolver el problema de operación usando solo los circuitos existentes de la configuración corriente y solo recurrir a los circuitos artificiales cuando los circuitos existentes sean insuficientes para resolver el problema de operación. En la figura 2.10 se muestra esquemáticamente el algoritmo de Villasana-Garver.

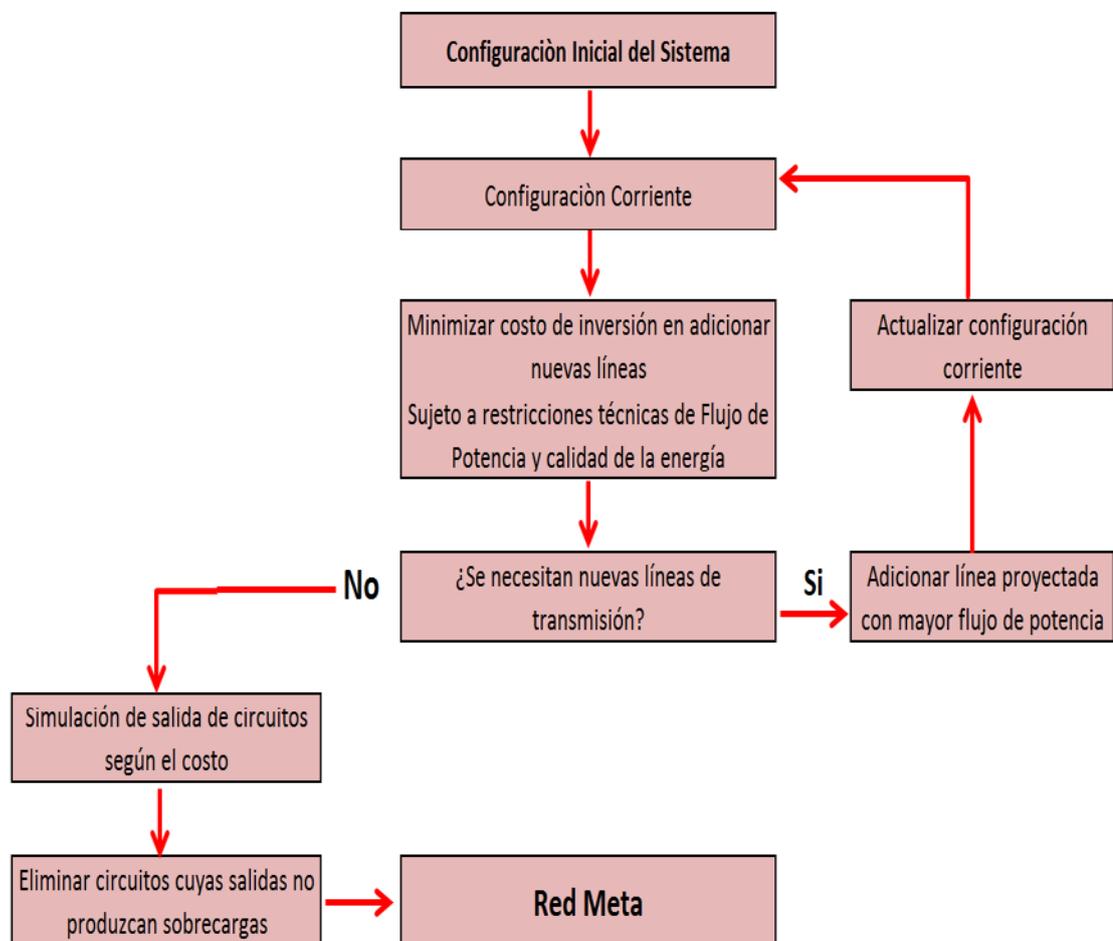


FIGURA 2.10 ESQUEMA DEL ALGORITMO VILLASANA-GARVER

En cada paso se debe verificar que se cumplan las condiciones de operación. Si la configuración corriente no puede operar adecuadamente entonces se adiciona un circuito identificado por el circuito artificial que tiene mayor flujo de potencia y luego se actualiza la configuración corriente agregando éste circuito proyectado. El proceso de adicionar líneas acaba cuando los valores de  $n_{ij}$  sean iguales a cero, es decir ya no se necesiten más adiciones.

Finalmente, es posible que una línea se vuelva innecesaria al efectuarse una adición más importante posteriormente. Para esto, se simula la salida de operación de todas las líneas nuevas por orden decreciente de costos y se eliminan las adiciones cuyas salidas no ocasionen sobrecargas en la red.

El algoritmo descrito puede modificarse y ampliarse para abarcar todo el horizonte de planeamiento y todas las líneas que se proyecten durante ese período, sin embargo para efectos de la presente tesis se limitará el alcance del algoritmo a seleccionar la alternativa óptima para el suministro de Nitratos en el Sistema Eléctrico de Transmisión existente en los años 2013 y 2014.

#### **2.5.4 Validación del Algoritmo de Solución**

Construido el modelo y conocido el algoritmo de solución se debe comprobar si el modelo propuesto se acerca al comportamiento real del problema y si las soluciones obtenidas son aceptables.

Un aspecto importante para validar el algoritmo es el análisis de sensibilidad que consiste en obtener información sobre el comportamiento de la solución óptima

cuando el modelo sufre ciertos cambios de parámetros. En el caso de un sistema eléctrico pueden variar las cargas, capacidad de transmisión de las líneas, restricciones de tensión u otros. En el presente trabajo se validará el algoritmo de solución mediante la comparación de:

- a) Los resultados de flujos y tensiones obtenidos al adicionar la alternativa seleccionada para alimentar la carga de Nitratos en el modelo híbrido lineal.
- b) Los resultados del flujo de potencia del Sistema Eléctrico Pisco, con sus parámetros reales e incluyendo la nueva línea de la planta Nitratos empleando el software NEPLAN V5.44.

Todos los parámetros eléctricos y características técnicas de los elementos que conforman el sistema existente son proporcionados por ELECTRODUNAS en su reciente Plan de Inversiones en Transmisión 2013 – 2017 y en publicaciones anteriores.

Si por ambas metodologías de evaluación se obtienen como resultado la misma alternativa de configuración para alimentar la carga Nitratos del Perú se dará por aceptada la solución encontrada con el algoritmo heurístico aplicado.

### **2.5.5 Implementación del Algoritmo de Solución**

El Sistema Eléctrico Pisco se modelará para aplicar el modelo híbrido lineal y su correspondiente algoritmo de solución. El procedimiento de cálculo del algoritmo se debe traducir a instrucciones de operación y deben emitirse los resultados en forma comprensible para los interesados en el presente trabajo.

Todas las instrucciones y la lógica de evaluación serán traducidas a un lenguaje de programación e implementadas en un software computacional que ejecute cada paso del algoritmo y muestre la solución final.

El programa elegido para la implementación de la solución al problema de planificación y optimización de nuestro Sistema de Transmisión es el MATLAB 2010. Los detalles de la programación y los resultados se mostrarán en capítulos posteriores.

# **CAPÍTULO III**

## **EVALUACIÓN DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

### **PISCO**

#### **3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

El estudio del mercado eléctrico tiene por objetivo cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de las cargas que atiende el Sistema Eléctrico Pisco y que están distribuidas en cada subestación de ELECTRODUNAS. El conocimiento de las demandas distribuidas en el área del proyecto y la capacidad de las instalaciones existentes permiten el planteamiento de la mejor alternativa de suministro eléctrico para la planta Nitratos del Perú.

La proyección de la demanda para un horizonte de 10 años, de cada uno de los sistemas eléctricos que integran el Área de Demanda N° 8 fue realizada por ELECTRODUNAS, Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C., Sociedad Eléctrica del Sur oeste S.A. y Red de Energía del Perú como parte de su Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017. En el presente trabajo se describirá la metodología de proyección empleada por ELECTRODUNAS aprobada por OSINERGMIN, se mostrarán los resultados para los usuarios menores y mayores, a nivel de barras MT en subestaciones y a nivel de Sistema Eléctrico Pisco.

La oferta de generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SINAC) en la Barra Independencia se considera suficiente para abastecer al Sistema Eléctrico Pisco y la planta Nitratos Perú durante todo el horizonte de estudio.

### **3.1.1 Fuentes de Información**

El Organismo Regulador describe la información a ser utilizada en el proceso de proyección de la demanda. En el caso de ELECTRODUNAS, la información proporcionada es la siguiente<sup>1</sup>:

- Ventas históricas de energía clasificadas por sistema eléctrico y por nivel de tensión.
- Registros históricos del número de usuarios, por sistema y por nivel de tensión
- Datos del crecimiento de la población en el departamento de Ica.
- Evolución histórica del Producto Bruto Interno.
- Evolución histórica de los precios de la energía
- Datos de nuevos clientes especiales a incorporarse en el sistema eléctrico.
- Factor de Carga, Factor de Contribución a la Punta y Factor de Simultaneidad, para Usuarios Menores, por cada nivel de tensión de cada SET.

---

<sup>1</sup> Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Sistemas Complementarios de Transmisión" Resolución OSINERGMIN 050-2011-OS/CD, Capítulo Segundo: Proyección de la Demanda.

- Para Usuarios Menores, registro de la potencia cada 15 minutos de alimentadores y transformadores de SETs para el día de máxima demanda del sistema eléctrico, para el día de máxima demanda del SEIN, del año representativo anterior al de fijación de Peajes y Compensaciones y, de ser necesario para el día de máxima demanda de la SET.
- FPHMS<sup>2</sup> y FPMWHS<sup>3</sup>, para Usuarios Menores, por cada nivel de tensión y cada subestación, para el año representativo anterior.
- Información histórica de variables independientes, tales como PBI, número de clientes, población regional, índice de electrificación, entre otras, por Área de Demanda.
- Ventas históricas de energía a Usuarios Menores, por cada nivel de tensión.
- Datos de demanda en el año representativo de cada Usuario Mayor (Máxima Demanda, Demanda coincidente con Máxima demanda del SEIN, Energía, FCP, FS); así como, las encuestas de evolución de su demanda.

Para la proyección de la demanda en cada sistema eléctrico se emplea la información histórica de la empresa. La información y los datos de demanda en el periodo 1994-2010 son proporcionados por ELECTRODUNAS en su Plan de inversiones y se utilizan en el procedimiento de proyección.

### **3.1.2 Criterios de Proyección**

La proyección de la demanda se obtiene usando diversas metodologías complementarias. Los criterios generales para la realización de la proyección que

---

<sup>2</sup> Factor de Potencia a la hora de la máxima demanda del sistema

<sup>3</sup> Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del área de demanda

se describen en la presente tesis, son usados por diferentes empresas de Distribución Eléctrica y son los siguientes:

- a) La proyección se realiza para las ventas de energía, sin incluir las pérdidas de distribución, las cuales serán añadidas a los resultados finales de la proyección.
- b) El horizonte de proyección de las ventas de energía será de 10 años, siguiendo lo señalado en la norma “Tarifas y Compensaciones de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”.
- c) La proyección se efectúa tomando en cuenta la información histórica disponible para las variables de entrada utilizadas como parte de los modelos de pronóstico.
- d) La evolución de las ventas de energía es pronosticada considerando el volumen global de ventas, así como las ventas desglosadas por sistema y por nivel de tensión.

### **3.1.3 Metodología de Proyección**

La dificultad que existe en pronosticar el comportamiento futuro de la demanda en un sistema eléctrico hace conveniente utilizar métodos de proyección como técnicas complementarias, antes que como alternativas estimativas certeras.

En este sentido, los métodos de proyección aplicados por ELECTRODUNAS, en función de su carácter, son los siguientes:

- Métodos causales
- Métodos de series de tiempo.
- Métodos de carácter subjetivo

#### **a) Métodos Causales (Econométrico)**

Los modelos de pronóstico causales (como por ejemplo el econométrico), parten del supuesto de que el grado de influencia de las variables que afectan al comportamiento del mercado permanece estable, para luego construir un modelo que relacione ese comportamiento con las variables que se estima son las causantes de los cambios que se observan en el mercado.

Se puede señalar tres etapas para el diseño de un modelo de proyección causal:

- La identificación de una o más variables respecto a las que se pueda presumir que influyen sobre la demanda, como por ejemplo el Producto Bruto Interno, número de clientes, la población, tarifas, etc.
- La selección de la forma de la relación que vincule a las variables causales con el comportamiento del mercado, normalmente en la forma de una ecuación matemática de primer grado; y

- La validación del modelo de pronóstico, de manera que satisfaga tanto el sentido común como las pruebas estadísticas, a través de la representación adecuada del proceso que describa.

Para la proyección usando el modelo econométrico se emplean las siguientes variables:

- Ventas de energía (variable dependiente)
- Variación del PBI (variable independiente)
- Variación de la población (variable independiente)
- Variación del número de clientes (variable independiente)
- Precio medio de la energía (variable independiente)

#### **b) Métodos de Series de Tiempo (Tendencias)**

Los métodos de series de tiempo (de tendencias), se utilizan cuando el comportamiento que asuma el mercado a futuro puede determinarse en gran medida por lo sucedido en el pasado, y siempre que esté disponible la información histórica en forma confiable y completa. Cualquier cambio en las variables que caracterizaron a un determinado contexto en el pasado, como una recesión económica, una nueva tecnología o un nuevo producto sustituto, entre otros, hace que pierdan validez los modelos de este tipo. Sin embargo, es posible ajustar en forma subjetiva una serie cronológica para incluir aquellos hechos no reflejados en datos históricos.

Para la proyección se ha empleado información histórica de ventas de energía, las cuales han sido ajustadas a distintos tipos de curvas para luego seleccionar aquellas que brinden la mejor bondad de ajuste. Esta bondad de ajuste ha sido determinada empleando en coeficiente R2.

### **c) Ajuste Final**

Finalmente es importante recalcar que todos los análisis efectuados se complementan con el juicio y las apreciaciones cualitativas de los analistas, quienes trabajan con más de un método en la búsqueda de la estimación más certera para la variable dependiente.

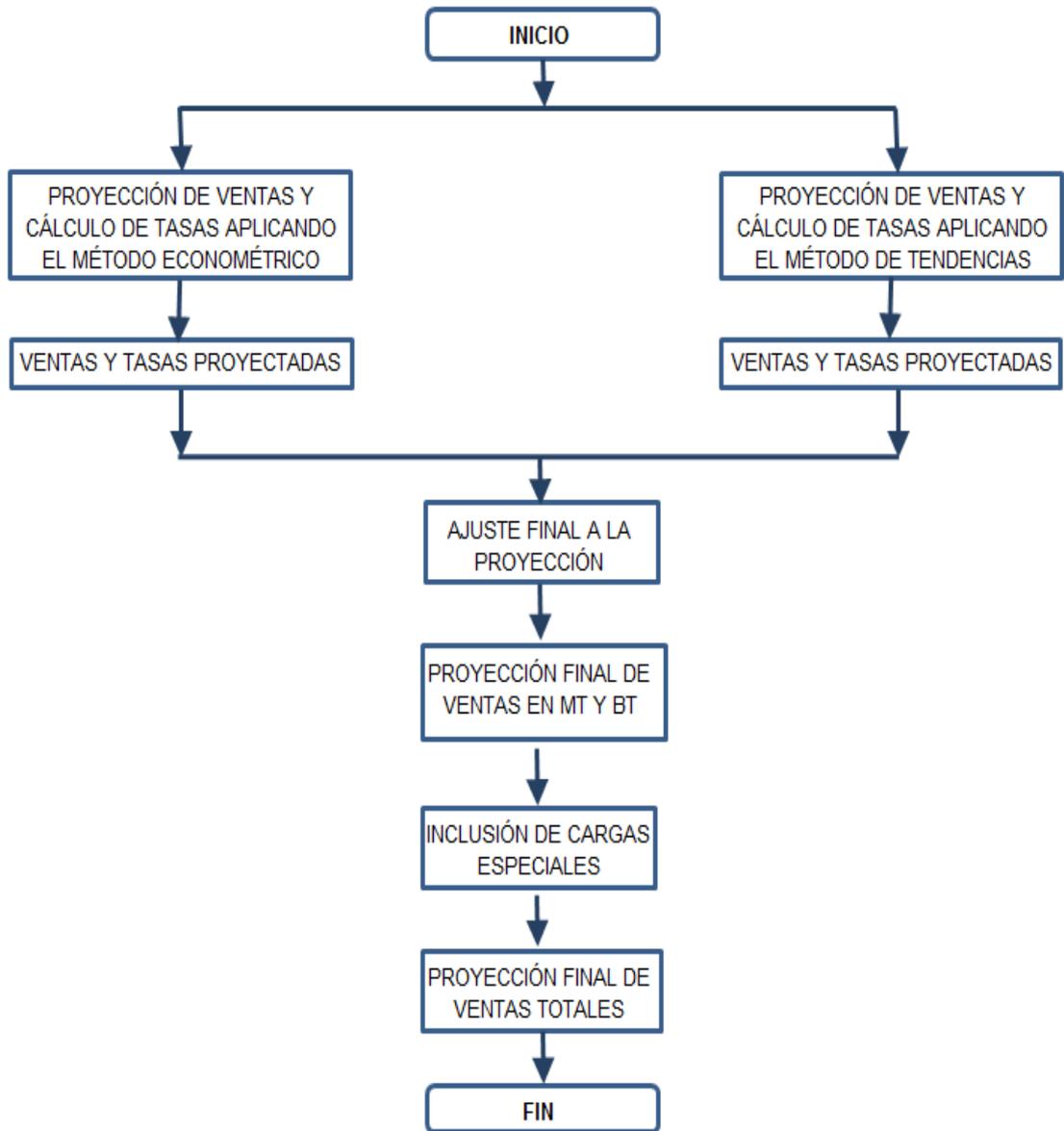


FIGURA 3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

### 3.1.4 Cálculo de Factores para Análisis de Cargas a Nivel de Barras y Sistemas

Para la determinación de los factores que permitan caracterizar la demanda de potencia se ha tomado como base la información de energía distribuida a lo largo del año 2010, así como los registros de demanda anual correspondientes a

cada barra MT del sistema (máximas demandas, demandas coincidentes con la máxima del sistema y demandas coincidentes con la máxima del SEIN).

Los factores que se calculan para el tratamiento de la demanda son: el Factor de Contribución a la Punta, el Factor de Carga y el Factor de Simultaneidad. Se determinan los valores y se aplican para los usuarios menores a nivel de barras en media tensión y para cada usuario mayor a nivel de subestación (SETs) y a nivel de Sistema Eléctrico Pisco.

#### **3.1.4.1 Factor de Contribución a la Punta (FCP)**

El FCP ha sido calculado como la relación entre la demanda de una SET a la hora de máxima demanda del sistema y la máxima demanda de dicha SET. La relación matemática correspondiente es la que se indica a continuación:

$$\mathbf{FCP} = \frac{\mathbf{P_{HP}}}{\mathbf{P_{max}}} \quad \mathbf{(3.1)}$$

Donde:

$P_{HP}$ : Potencia registrada en la SET a la hora de máxima demanda del sistema en que se ubica.

$P_{max}$ : Potencia máxima registrada en la SET.

El factor de contribución a la punta (FCP) se puede calcular tanto a nivel de barras en media tensión como a nivel de subestaciones.

### 3.1.4.2 Factor de Carga (FC)

Es calculado como la relación entre la potencia media de una SET y la potencia máxima de la misma. La relación matemática correspondiente es la que se indica a continuación:

$$FC = \frac{P_{media}}{P_{max}} \quad (3.2)$$

La misma también puede ser expresada mediante la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{Energía}{P_{max} \times t} \quad (3.3)$$

Donde:

Energía: Energía entregada a la carga en un tiempo "t".

$P_{max}$ : Máxima demanda registrada en el intervalo de tiempo "t"

t: Intervalo de tiempo en horas

### 3.1.4.3 Factor de Simultaneidad (FS)

Este factor al igual que el FCP se puede definir a nivel de sistema eléctrico o a nivel de SEIN. Es la relación entre la demanda de una SET a la hora de máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o del Sistema Eléctrico Pisco y la máxima demanda de dicha SET. La relación matemática correspondiente es la que se indica a continuación:

$$FS = \frac{P_{HP} (SEIN)}{P_{max}} \quad \text{ó} \quad FS = \frac{P_{HP} (SIST.PISCO)}{P_{max}} \quad (3.4)$$

Donde:

$P_{HP}$  (SEIN) : Potencia registrada en la SET a la hora de máxima demanda del SEIN.

$P_{HP}$  (SIST. PISCO) : Potencia registrada en la SET a la hora de máxima demanda del Sistema Eléctrico Pisco.

$P_{max}$  : Potencia máxima registrada en la SET.

### **3.1.5 Resumen del Procedimiento de Análisis de la Demanda**

Como se mencionó desde el inicio del capítulo, la proyección de la demanda fue realizada por ELECTRODUNAS, revisada y aprobada por OSINERGMIN. Para el desarrollo de la proyección de la demanda de potencia por SET y a nivel de Sistema Eléctrico Pisco se toma como base los resultados de la potencia y energía a nivel de Barra en el año 2010, el procedimiento aplicado en el presente trabajo consta en lo siguiente:

- a) Recopilación de información sobre la máxima demanda, demanda coincidente con máxima demanda a nivel de barras MT y demanda coincidente con máxima demanda a nivel de sistema para los usuarios menores.
- b) Se obtienen los factores que caracterizan la demanda de los usuarios menores en cada una de las Barras del sistema: Factor de Carga, Factor de Contribución a la Punta y Factor de Simultaneidad.

- c)** Proyección de la Máxima Demanda de potencia a nivel de barras en MT de los usuarios menores, por nivel de tensión y por SET.
- d)** Proyección de la demanda de potencia coincidente con la Máxima Demanda del Sistema para los usuarios menores, por nivel de tensión y por SET.
- e)** Recopilación de información sobre la máxima demanda, demanda coincidente con máxima demanda a nivel de barras MT y demanda coincidente con máxima demanda a nivel de Sistema para los usuarios mayores. Se obtienen los valores de: Factor de Carga, Factor de Contribución a la Punta y Factor de Simultaneidad.
- f)** Recopilación de información de la demanda de los nuevos usuarios mayores. Estos usuarios tienen como “año 0” el año que se conectan al Sistema. En su información se proyectan los factores de contribución a la Máxima Demanda de la SET donde se ubican, así como la demanda coincidente con la Máxima del Sistema.
- g)** Recopilación de información de las Nuevas Demandas en Bloque. Estos usuarios tienen como “año 0” el de su ingreso al Sistema. Las nuevas cargas se alimentan en MT y se conectan a la SET consideradas en el Plan aprobado.
- h)** Todos los valores de potencia coincidente a nivel de barras y a nivel de sistema del “año 0” (2010) se proyectan hasta el 2022.

- i)** Consolidación de la proyección de la demanda de potencia coincidente a nivel barras SETs. Esta proyección se obtiene sumando las demandas de los usuarios menores, mayores y nuevas demandas en bloque.
- j)** Consolidación de la proyección de la demanda de potencia coincidente a nivel de Sistema eléctrico Pisco. Se obtiene sumando las demandas de los usuarios menores, mayores y nuevas demandas en bloque.
- k)** Evaluación de Subestaciones de AT/MT que sobrepasen su capacidad de diseño en el periodo 2012-2022. Se comparará la capacidad nominal de las subestaciones existentes con la demanda que atienden.
- l)** Evaluación de Líneas que superen su capacidad nominal de transmisión en el Sistema Eléctrico Pisco durante el horizonte 2012-2022

El procedimiento de consolidación de las demanda de potencia coincidente a nivel de SETs y Sistema se realizará para los casos:

- ✓ Considerando el ingreso de Nitratos del Perú el año 2013 en la barra Paracas 60 kV de acuerdo al Plan Aprobado.
- ✓ Considerando que Nitratos del Perú ingresa el año 2014 a la barra Paracas 60 kV con una demanda creciente.

En el primer caso se obtendrán los valores de demanda a nivel de barras 60kV que se utilizarán en el Análisis de Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico considerando las obras del Plan de Inversiones de ELECTRODUNAS.

En el segundo caso se obtendrán los valores de demanda a nivel de barras 60kV que se usarán en el Análisis de Flujo de Potencia considerando las Inversiones Propuestas en el período 2012-2022.

Para la selección de la alternativa óptima de conexión de la carga Nitratos, no se descartarán las líneas que en el corto o mediano plazo presenten sobrecargas, dado que ambos Planes tienen como objetivo incrementar la capacidad de transmisión, mediante adiciones y reforzamientos o empleando compensación reactiva.

## 3.2 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE BARRAS EN SUBESTACIONES

### 3.2.1 Demanda de Energía de Usuarios Menores

#### a) Proyección de la Demanda sin incluir las pérdidas en MT y BT

El resultado de la proyección de la demanda de energía para los usuarios menores se muestra en la siguiente tabla 3.1:

**TABLA 3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

AÑO	NIVEL DE TENSIÓN (*)			TOTAL
	AT	MT	BT	AT+MT+BT
2010		40 704,07	44 141,53	84 845,60
2011		46 921,21	47 235,03	94 156,24
2012		53 415,94	50 548,46	103 964,40
2013		61 000,63	54 085,23	115 085,86
2014		69 315,39	57 848,88	127 164,27
2015		78 053,78	61 843,08	139 896,86
2016		87 397,45	66 071,61	153 469,07
2017		97 304,81	70 538,39	167 843,20
2018		107 733,03	75 247,46	182 980,49
2019		118 638,72	80 202,99	198 841,71
2020		129 976,82	85 409,27	215 386,09
2021		141 702,46	90 870,75	232 573,22
2022		153 769,80	96 592,01	250 361,81
TASA PROMEDIO	0,00%	11,71%	6,74%	9,44%

(\*) NO INCLUYE PÉRDIDAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

**b) Proyección de la Demanda incluyendo las pérdidas en MT y BT**

Para incluir las pérdidas se añadió un porcentaje de la demanda por nivel de tensión. La expresión para el cálculo es la siguiente:

$$\text{Demanda de energía por Sistema}_i = \left( \text{Demanda de energía por Sistema sin pérdidas}_i \right) \times (1 + \%p_i)$$

Donde:

(Demanda de energía por Sistema)<sub>i</sub> : Ventas de energía por SET en el año i

%p<sub>i</sub>: Porcentaje de pérdidas, según nivel de tensión, en el año i

Los porcentajes de pérdidas determinados por ELECTRODUNAS para su sistema de distribución son:

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS	
MT	BT
1,193%	10,589%

Luego de aplicar la relación indicada previamente y los porcentajes de pérdidas, en la tabla 3.2 se muestra la proyección de la demanda para usuarios menores en el Sistema Eléctrico Pisco incluyendo las pérdidas en MT y BT.

**TABLA 3.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA (MWh) DE USUARIOS MENORES SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

AÑO	NIVEL DE TENSIÓN			TOTAL
	AT	MT	BT	AT+MT+BT
2010		41 189,59	48 815,73	90 005,32
2011		47 480,90	52 236,80	99 717,70
2012		54 053,10	55 901,09	109 954,19
2013		61 728,26	59 812,37	121 540,63
2014		70 142,20	63 974,56	134 116,76
2015		78 984,82	68 391,71	147 376,53
2016		88 439,95	73 068,01	161 507,95
2017		98 465,48	78 007,78	176 473,26
2018		109 018,09	83 215,50	192 233,59
2019		120 053,86	88 695,77	208 749,64
2020		131 527,20	94 453,36	225 980,56
2021		143 392,71	100 493,16	243 885,87
2022		155 604,00	106 820,25	262 424,24
TASA PROMEDIO	0,00%	11,71%	6,74%	9,33%

INCLUYE PÉRDIDAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN

### 3.2.2 Demanda de Potencia de Usuarios Menores

Para el cálculo de la demanda de potencia se toma como base de estudio (año 0) el año 2010. En la tabla 3.3 se muestra la demanda de potencia coincidente a nivel de barras de media tensión, que es el resultado de aplicar el factor de contribución a la punta a nivel de barras MT a la máxima demanda.

En la tabla 3.4 se muestra el resultado de la proyección al año 2022.

**TABLA 3.3 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS USUARIOS MENORES  
EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

SISTEMA	SUBESTACIÓN	TENSIÓN (kV)	DATOS PARA EL AÑO "0"								
			MÁXIMA DEMANDA <sup>(1)</sup> (MW)	Demanda Coincidente en barras MT (MW)	Demanda Coincidente a nivel de Sistema (MW)	FPHMS <sup>(2)</sup>	Energía <sup>(3)</sup> (MWh)	FPMWHS <sup>(4)</sup>	FCP	FS SIST.	FC
SISTEMA ELÉCTRICO PISCO	Independencia	10,0	1,06	1,06	0,81	0,04	4282,59	0,04	1,00	0,76	0,49
	Alto la Luna	10,0	11,93	11,93	8,23	0,40	50611,30	0,46	1,00	0,69	0,51
	Pisco	10,0	8,12	8,12	5,59	0,27	32400,51	0,29	1,00	0,69	0,48
	Paracas - T1	22,9	2,24	2,11	0,89	0,04	10548,81	0,10	0,94	0,42	0,56
	Paracas - T2	10,0	5,88	5,76	5,02	0,24	12762,44	0,12	0,98	0,87	0,26
<b>TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO</b>			<b>29,23</b>	<b>28,98</b>	<b>20,54</b>	<b>1,00</b>	<b>110605,64</b>	<b>1,00</b>			

(1) Corresponde al máximo valor registrado en el año típico por subestación y nivel de tensión.

(2) FPHMS: Factor de participación en potencia a la hora de máxima demanda del sistema eléctrico, determinado como el cociente del Pmax entre la máxima demanda anual del sistema eléctrico.

(3) Corresponde al valor de energía registrado en el año típico, expresado en MWh, sin incluir las pérdidas en MT y BT.

(4) FPMWHS: Factor de participación en energía respecto a la demanda de energía total del area de demanda, determinado como el cociente entre el valor de la Energía del año típico de cada fila entre la Energía del año típico total del Area de Demanda. Nota: Si se tuvieran los datos de todos los Sistemas la sumatoria de esta columna debe ser igual a 1,00

**TABLA 3.4 PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE BARRAS MT (MW)**

**USUARIOS MENORES**

SISTEMA ELÉCTRICO PISCO		Potencia (MW)												
AÑO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SET	TENSION (kV)													
Independencia	10,0	1,06	1,22	1,34	1,49	1,64	1,81	1,98	2,17	2,36	2,57	2,78	3,00	3,23
Alto la Luna	10,0	11,93	12,87	14,21	15,73	17,38	19,12	20,97	22,94	25,01	27,18	29,44	31,79	34,22
Pisco	10,0	8,12	8,76	9,67	10,70	11,83	13,01	14,27	15,61	17,02	18,49	20,03	21,63	23,28
Paracas	22,9	2,11	2,28	2,51	2,78	3,07	3,38	3,71	4,06	4,42	4,81	5,21	5,62	6,05
Paracas	10,0	5,76	6,22	6,87	7,60	8,40	9,24	10,13	11,08	12,08	13,13	14,22	15,36	16,53
<b>TOTAL Sistema Eléctrico PISCO</b>		<b>28,98</b>	<b>31,33</b>	<b>34,60</b>	<b>38,30</b>	<b>42,32</b>	<b>46,56</b>	<b>51,07</b>	<b>55,86</b>	<b>60,89</b>	<b>66,17</b>	<b>71,68</b>	<b>77,40</b>	<b>83,32</b>

### **3.2.3 Demanda de Potencia y Energía de Usuarios Mayores existentes**

Los usuarios mayores de ELECTRODUNAS existentes en el año 2010 son los siguientes:

- Austral Group
- Pesquera Diamante
- Grupo Sindicato Pesquero 2
- Tecnológica de alimentos 2
- Minsur
- Credisa Pisco

Otros usuarios como Cotton Sur 1 (OLPISA), Cotton Sur 2 y Sacos Pisco, no son considerados como mayores por tener una demanda inferior a los 2,5 MW. Estos usuarios se consideran menores y forman parte de la demanda de potencia considerada en la Tabla 3.4.

Para el cálculo de la demanda de potencia, al igual que los usuarios menores, se toma como base de estudio el año 2010. En la tabla 3.5 se muestran los datos de las cargas, su máxima demanda, potencia coincidente a nivel de barras MT, potencia coincidente a nivel de sistema y energía. En las columnas finales se muestran los factores de contribución a la punta, de simultaneidad a nivel de barra y a nivel de sistema y el factor de carga. En ésta parte de la tesis nos concentraremos en la Demanda coincidente en barras de SETs.

En las tablas 3.6 y 3.7 se muestran los resultados de la proyección de la energía y potencia respectivamente, desde el año 2010 al 2022. En ambas, se aprecia el nivel de tensión al cual es atendido cada usuario, la subestación alimentadora y la procedencia de la energía que consume, en algunos casos es ELECTRODUNAS y en otros un generador que pertenece y despacha al SINAC.

#### **3.2.4 Demanda Proyectada de Potencia y Energía de Nuevos Usuarios Mayores**

Los nuevos clientes que serán atendidos dentro del Sistema Eléctrico Pisco según ELECTRODUNAS son los siguientes:

- Blue Wave Marine Perú S.A.C.
- Planta Nitratos Perú

En el caso de Blue Wave Marine Perú, su demanda y los diversos factores que se muestran para los clientes mayores existentes, son conocidos desde el “año 0” y con ellos se hace la proyección que se aprecia en las tablas 3.5, 3.6 y 3.7.

Según el Plan de Inversiones aprobado, NITRATOS del PERÚ se conectará a la barra Paracas en 60 kV, con una demanda de 5,67 MW constante durante el periodo 2013 – 2022. El valor de demanda es igual a nivel de SETs como a nivel de Sistema Eléctrico Pisco.

**TABLA 3.5 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LOS USUARIOS MAYORES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

SUBESTACIÓN	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN <sup>(1)</sup> (kV)	SUMINISTRADOR	DATOS PARA EL AÑO "0"						
				Máxima Demanda (MW)	Demanda Coincidente en barras SETs (MW)	Demanda Coincidente con Sist. Elect. (MW)	Energía <sup>(2)</sup> (MWh)	FCP	FS S.E.P.	FC
Paracas	AUSTRAL GROUP (ICA)	22,9	ELECTRODUNAS	2,81	2,29	2,71	1982,19	0,82	0,97	0,08
Paracas	PESQUERA DIAMANTE	10,0	ELECTRODUNAS	2,46	2,10	2,27	2044,13	0,85	0,92	0,09
Paracas	GRUPO SINDICATO PESQUERO 2	10,0	ELECTRODUNAS	3,60	3,12	2,79	2525,71	0,87	0,78	0,08
Paracas	TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS 2	10,0	ELECTRODUNAS	2,33	1,96	2,09	1698,15	0,84	0,90	0,08
Minsur	MINSUR	60,0	KALLPA	3,27	3,27	0,01	647,04	1,00	0,00	0,02
Alto la Luna	CREDISA PISCO	60,0	EGENOR	2,99	2,91	2,70	22728,50	0,97	0,90	0,87
Paracas	PLANTA NITRATOS PERÚ	60,0	CELEPSA	6,00	5,67	5,67	41376,81	0,95	0,95	0,79
Paracas	BLUEWAVE MARINE PERU S.A.C	10,0	ELECTRODUNAS	2,50	2,38	2,00	6132,00	0,95	0,80	0,28
<b>TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO</b>				<b>25,95</b>	<b>23,70</b>	<b>19,34</b>	<b>79134,53</b>			

(1) Valor de la tensión nominal en el Punto de Suministro al Usuario Mayor o Carga Adicional

(2) No incluye las pérdidas en el sistema de distribución en MT.





### **3.2.5 Demanda Proyectada de Potencia y Energía de Nuevas Cargas en Bloque**

Según ELECTRODUNAS, existe un grupo de nuevos usuarios que no corresponden a la categoría de usuario menor, por ser cargas puntuales con demanda constante durante el horizonte de evaluación. Tampoco son usuarios mayores porque su demanda no supera los 2,5 MW. En éste caso, se decidió denominarlos Nuevas Demandas en Bloque (NDB).

En la tabla 3.8 se muestran los valores de potencia, energía, FCP, FS y FC para las Nuevas Demandas en Bloque. Estos datos corresponden al año de ingreso de las cargas que en algunos casos es el 2012 y en otros el 2013.

La Potencia de las NDB a nivel de SETs se puede apreciar en la tabla 3.9, allí se puede identificar el año de ingreso de cada carga, todas conectadas a la S.E. Pisco en 10 kV según el plan de Inversiones aprobado.

Una cantidad considerable de cargas se ubica geográficamente en el distrito de Paracas. Sería más adecuado y lógico conectarlas a la S.E. Paracas donde se puede alimentar las cargas en los niveles de tensión 10 o 22,9 kV. Este criterio no es aplicado en el Plan de inversiones.

**TABLA 3.8 DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LAS NUEVAS CARGAS EN BLOQUE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

SUBESTACIÓN	NOMBRE USUARIO	TENSIÓN <sup>(1)</sup> (kV)	SUMINISTRADOR	DATOS PARA EL AÑO DE INGRESO						
				Máxima Demanda (MW)	Demanda Coincidente en barras SETs (MW)	Demanda Coincidente con Sist. Elect. (MW)	Energía <sup>(2)</sup> (MWh)	FCP	FS S.E.P.	FC
Pisco	CERRO BLANCO A	10.0	ELECTRODUNAS	0.68	0.60	0.57	3643.36	0.88	0.84	0.61
Pisco	INCREMENTO NEGUSA	10.0	ELECTRODUNAS	0.47	0.40	0.42	2485.40	0.86	0.90	0.61
Pisco	AGRO NIEVIERA	10.0	ELECTRODUNAS	0.43	0.40	0.37	2323.30	0.92	0.86	0.61
Pisco	FUNDO LA BALSA	10.0	ELECTRODUNAS	0.73	0.60	0.45	2499.80	0.82	0.62	0.39
Pisco	CIA CONSERVAS	22.9	ELECTRODUNAS	0.33	0.30	0.28	1284.80	0.90	0.83	0.44
Pisco	DESALINIZADORA GSM	22.9	ELECTRODUNAS	1.88	1.60	1.64	6265.98	0.85	0.87	0.38
Pisco	SHAMROCK EL CHACO	22.9	ELECTRODUNAS	0.52	0.40	0.32	2457.35	0.77	0.61	0.54
Pisco	INCREMENTO PRISCO	10.0	ELECTRODUNAS	2.08	1.50	1.31	4745.00	0.72	0.63	0.26
Pisco	EPESCA	22.9	ELECTRODUNAS	0.69	0.50	0.40	1581.67	0.72	0.58	0.26
Pisco	AMERICA GLOBAL	10.0	ELECTRODUNAS	0.48	0.40	0.33	1562.02	0.83	0.68	0.37
Pisco	TECFAMA	10.0	ELECTRODUNAS	0.37	0.30	0.29	1346.05	0.82	0.78	0.42
Pisco	PROTEICOS	10.0	ELECTRODUNAS	1.67	1.30	0.95	6862.00	0.78	0.57	0.47
Pisco	ACONCAGUA	10.0	ELECTRODUNAS	1.27	1.00	0.78	5211.65	0.79	0.62	0.47
Pisco	ACUICULTORES	10.0	ELECTRODUNAS	0.69	0.60	0.61	2899.86	0.87	0.89	0.48
<b>TOTAL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO</b>				<b>12.30</b>	<b>9.90</b>	<b>8.73</b>	<b>45168.24</b>			

(1) Valor de la tensión nominal en el Punto de Suministro al Usuario o Carga Adicional

(2) No incluye las pérdidas en el sistema de distribución en MT.



### **3.3 RESULTADOS DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE SISTEMA ELÉCTRICO**

La Demanda de Potencia a nivel de Sistema Eléctrico Pisco, permitirá conocer la máxima demanda del sistema e identificar las líneas y subestaciones que superarán su capacidad de diseño.

#### **3.3.1 Usuarios Menores**

En la tabla 3.10 se muestran los resultados de la proyección de la Potencia coincidente a nivel de Sistema Eléctrico para los usuarios menores periodo 2010 – 2022.

#### **3.3.2 Nuevas Cargas en Bloque**

En la tabla 3.11 se muestran los resultados de la proyección de la Potencia coincidente a nivel de Sistema Eléctrico para las nuevas cargas en bloque periodo 2012 – 2022.

#### **3.3.3 Usuarios Mayores**

En la tabla 3.12 se muestran los resultados de la proyección de la Potencia coincidente a nivel de Sistema Eléctrico para los usuarios mayores periodo 2010 – 2022. Se debe notar que la carga de Nitratos del Perú aparece conectada a la barra Paracas 60 kV conforme al Plan de inversiones Aprobado.

**TABLA 3.10 PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DEL SISTEMA ELECTRICO PISCO (MW)**

**USUARIOS MENORES**

SISTEMA ELÉCTRICO PISCO		Potencia (MW)												
AÑO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SET	TENSION (kV)													
Independencia	10,0	0,81	0,93	1,02	1,13	1,25	1,38	1,51	1,65	1,80	1,96	2,12	2,29	2,46
Alto la Luna	10,0	8,23	8,88	9,80	10,85	11,99	13,19	14,47	15,83	17,25	18,75	20,31	21,93	23,61
Pisco	10,0	5,59	6,03	6,66	7,37	8,14	8,96	9,82	10,75	11,71	12,73	13,79	14,89	16,03
Paracas	22,9	0,89	0,96	1,06	1,17	1,30	1,43	1,56	1,71	1,86	2,03	2,20	2,37	2,55
Paracas	10,0	5,02	5,42	5,98	6,62	7,32	8,05	8,83	9,66	10,53	11,44	12,39	13,38	14,41
<b>TOTAL Sistema Eléctrico PISCO</b>		<b>16,16</b>	<b>20,54</b>	<b>22,21</b>	<b>24,52</b>	<b>27,15</b>	<b>30,00</b>	<b>33,00</b>	<b>36,20</b>	<b>39,59</b>	<b>43,16</b>	<b>46,90</b>	<b>50,81</b>	<b>54,86</b>





### **3.4 RESÚMEN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

#### **3.4.1 Demanda de Potencia a Nivel de SET**

En el procedimiento descrito en 3.1.5, el Resumen de la Proyección de la Demanda de Potencia coincidente a nivel barras SETs se obtiene sumando las demandas de los usuarios menores, mayores y nuevas demandas en bloque en cada barra de MT y AT.

Los valores de potencia coincidente a nivel de barras por SETs se utilizan para dimensionar el equipamiento de las subestaciones. En la tabla 3.12 se observa el resultado de la proyección.

#### **3.4.2 Demanda de Potencia a Nivel de Sistema Eléctrico, por SET**

En el procedimiento descrito en 3.1.5, el Resumen de la Proyección de la Demanda de Potencia coincidente a nivel de Sistema Eléctrico por SETs se obtiene sumando las demandas de los usuarios menores, mayores y nuevas demandas en bloque en cada barra de MT y AT.

Los valores de potencia coincidente a nivel de barras por SETs se utilizan para dimensionar las Líneas de Transmisión y determinar la Máxima Demanda Total del Sistema Eléctrico Pisco. En la tabla 3.13 se observa el resultado de la proyección.

**TABLA 3.13 RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SET (MW)**

Sistema	SET	Barra	TENSIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	11,93	12,87	14,21	15,73	17,38	19,12	20,97	22,94	25,01	27,18	29,44	31,79	34,22
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL060	60	2,99	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Pisco	DFUNSUR	FUNSUR	60	3,27	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP010	10	1,06	1,22	1,34	1,49	1,64	1,81	1,98	2,17	2,36	2,57	2,78	3,00	3,23
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP060	60	0,00	0,00	0,00	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
Pisco	PARACAS	PARAC010	10	5,76	6,22	9,24	9,98	10,77	11,61	12,51	13,46	14,46	15,51	16,60	17,73	18,91
Pisco	PARACAS	PARAC010A	10	8,39	8,42	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
Pisco	PARACAS	PARAC023	23	2,11	2,28	2,51	2,78	3,07	3,38	3,71	4,06	4,42	4,81	5,21	5,62	6,05
Pisco	PARACAS	PARAC023A	23	2,81	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Pisco	PISCO	PISCO010	10	8,12	8,76	16,37	20,60	21,73	22,91	24,17	25,51	26,92	28,39	29,93	31,53	33,18
				<b>46,44</b>	<b>48,75</b>	<b>63,47</b>	<b>76,04</b>	<b>80,06</b>	<b>84,30</b>	<b>88,82</b>	<b>93,60</b>	<b>98,64</b>	<b>103,92</b>	<b>109,42</b>	<b>115,14</b>	<b>121,06</b>

**TABLA 3.14 RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SISTEMA, POR SET (MW)**

Sistema	SET	Barra	TENSIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	8,23	8,88	9,80	10,85	11,99	13,19	14,47	15,83	17,25	18,75	20,31	21,93	23,61
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL060	60	2,70	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Pisco	DFUNSUR	FUNSUR	60	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP010	10	0,81	0,93	1,02	1,13	1,25	1,38	1,51	1,65	1,80	1,96	2,12	2,29	2,46
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP060	60	0,00	0,00	0,00	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67
Pisco	PARACAS	PARAC010	10	5,02	5,42	8,24	8,88	9,57	10,31	11,09	11,91	12,79	13,70	14,65	15,64	16,66
Pisco	PARACAS	PARAC010A	10	7,15	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18
Pisco	PARACAS	PARAC023	23	0,89	0,96	1,06	1,17	1,30	1,43	1,56	1,71	1,86	2,03	2,20	2,37	2,55
Pisco	PARACAS	PARAC023A	23	2,71	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Pisco	PISCO	PISCO010	10	5,59	6,03	12,15	16,09	16,87	17,68	18,55	19,47	20,44	21,46	22,52	23,62	24,75
				<b>33,11</b>	<b>34,74</b>	<b>44,80</b>	<b>56,33</b>	<b>59,18</b>	<b>62,18</b>	<b>65,38</b>	<b>68,77</b>	<b>72,35</b>	<b>76,09</b>	<b>79,99</b>	<b>84,04</b>	<b>88,24</b>

### **3.4.3 Evaluación de SETs y Líneas de Transmisión que superan su capacidad de Diseño**

En la tabla 3.14 se muestran las subestaciones existentes en el Sistema Eléctrico Pisco con sus respectivos niveles de tensión a los cuales atienden la demanda. Se debe notar en la tabla el factor de uso y su incremento a lo largo del horizonte de evaluación. Las subestaciones Paracas y Pisco sobrepasarán su capacidad de diseño desde el 2012, lo cual obliga a ELECTRODUNAS al cambio de los transformadores y redistribución de cargas.

En la tabla 3.15 se aprecian las líneas de transmisión existentes y la carga a la que estarían sometidas; en caso no se construyan líneas nuevas o reforzamientos la mayoría de ellas sobrepasarán su capacidad. Es posible que los refuerzos y adiciones considerados en el Plan de Inversiones, no sean suficientes para mantener la calidad de la energía durante los próximos 10 años, por eso se planteará la alternativa de utilizar a un mayor nivel de tensión de transmisión.

El Plan de Inversiones de ELECTRODUNAS contempla solucionar en forma parcial el problema de la expansión de su sistema de transmisión, sin embargo la inclusión de Nitratos del Perú genera otras alternativas que serán analizadas en un capítulo posterior.

**TABLA 3.15 IDENTIFICACIÓN DE LAS SET´s EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE SISTEMA ELÉCTRICO, POR SET´s**

NOMBRE DE LA SET	DESCRIPCION	Máxima Demanda y Potencia Instalada (MVA)												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
SISTEMA ELECTRICO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>SET MAT/AT/(MT)</b>														
SET INDEPENDENCIA 220/60/10 kV <b>Lado 220 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	34,85	36,56	47,16	59,29	62,29	65,46	68,83	72,39	76,15	80,09	84,20	88,47	92,88
	P INST <sup>(2)</sup>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FACTOR DE USO	35%	37%	47%	59%	62%	65%	69%	72%	76%	80%	84%	88%	93%
SET INDEPENDENCIA 220/60/10 kV <b>Lado 60 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	34,00	35,59	46,08	58,10	60,98	64,01	67,24	70,66	74,26	78,03	81,97	86,06	90,29
	P INST <sup>(2)</sup>	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FACTOR DE USO	34%	36%	46%	58%	61%	64%	67%	71%	74%	78%	82%	86%	90%
SET INDEPENDENCIA 220/60/10 kV <b>Lado 10 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	0,85	0,98	1,08	1,19	1,32	1,45	1,59	1,74	1,90	2,06	2,23	2,41	2,59
	P INST <sup>(2)</sup>	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
	FACTOR DE USO	1%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%
<b>SET AT/MT</b>														
SET ALTO LA LUNA 60/10 kV <b>Lado 10 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	8,66	9,35	10,32	11,42	12,62	13,89	15,23	16,66	18,16	19,74	21,38	23,08	24,85
	P INST <sup>(2)</sup>	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75	18,75
	FACTOR DE USO	46%	50%	55%	61%	67%	74%	81%	89%	97%	105%	114%	123%	133%
SET PISCO 60/10 kV <b>Lado 10 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	5,88	6,35	12,79	16,94	17,76	18,61	19,53	20,50	21,52	22,59	23,70	24,86	26,06
	P INST <sup>(2)</sup>	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75	8,75
	FACTOR DE USO	67%	73%	146%	194%	203%	213%	223%	234%	246%	258%	271%	284%	298%
SET PARACAS - T17 60/22.9/10 kV <b>Lado 60 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	8,46	8,57	8,67	8,79	8,92	9,06	9,21	9,36	9,52	9,69	9,87	10,05	10,25
	P INST <sup>(2)</sup>	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
	FACTOR DE USO	65%	66%	67%	68%	69%	70%	71%	72%	73%	75%	76%	77%	79%
SET PARACAS - T17 60/22.9/10 kV <b>Lado 22.9 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	0,94	1,01	1,12	1,23	1,36	1,50	1,65	1,80	1,96	2,13	2,31	2,50	2,69
	P INST <sup>(2)</sup>	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	FACTOR DE USO	19%	20%	22%	25%	27%	30%	33%	36%	39%	43%	46%	50%	54%
SET PARACAS - T17 60/22.9/10 kV <b>Lado 10 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	7,53	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56
	P INST <sup>(2)</sup>	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
	FACTOR DE USO	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%	84%
SET PARACAS - T18 60/22.9/10 kV <b>Lado 60 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	8,14	8,62	11,59	12,26	13,00	13,77	14,59	15,46	16,38	17,34	18,34	19,38	20,46
	P INST <sup>(2)</sup>	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00
	FACTOR DE USO	63%	66%	89%	94%	100%	106%	112%	119%	126%	133%	141%	149%	157%
SET PARACAS - T18 60/22.9/10 kV <b>Lado 22.9 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	2,85	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92
	P INST <sup>(2)</sup>	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
	FACTOR DE USO	57%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%	58%
SET PARACAS - T18 60/22.9/10 kV <b>Lado 10 kV</b>	MAX. DEM. <sup>(1)</sup>	5,29	5,70	8,67	9,35	10,08	10,85	11,67	12,54	13,46	14,42	15,42	16,46	17,54
	P INST <sup>(2)</sup>	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00
	FACTOR DE USO	59%	63%	96%	104%	112%	121%	130%	139%	150%	160%	171%	183%	195%
<b>MAX. DEM. TOTAL SET AT/MT (MVA)</b>		<b>31,15</b>	<b>32,88</b>	<b>43,37</b>	<b>49,42</b>	<b>52,30</b>	<b>55,33</b>	<b>58,55</b>	<b>61,98</b>	<b>65,58</b>	<b>69,35</b>	<b>73,29</b>	<b>77,38</b>	<b>81,61</b>
<b>POTENCIA INSTALADA TOTAL (MVA)</b>		<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>	<b>55,50</b>

(1) Valor numérico con dos (02) decimales de la máxima demanda (MVA) en la SET

(2) Valor numérico con dos (02) decimales igual a la potencia ONAF (MVA) instalada en la SET

**TABLA 3.16 IDENTIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES QUE SUPERAN LA CAPACIDAD DE DISEÑO  
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A NIVEL DE SISTEMA ELÉCTRICO, POR SET´s**

SISTEMA ELECTRICO PISCO		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
SET INDEPENDENCIA DERIVACIÓN PARACAS <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	34.00	35.59	46.08	58.10	60.98	64.01	67.24	70.66	74.26	78.03	81.97	86.06	90.29
	CAPAC. (2)	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60	70.60
	FACTOR DE USO	<b>48%</b>	<b>50%</b>	<b>65%</b>	<b>82%</b>	<b>86%</b>	<b>91%</b>	<b>95%</b>	<b>100%</b>	<b>105%</b>	<b>111%</b>	<b>116%</b>	<b>122%</b>	<b>128%</b>
DERIVACIÓN PARACAS DERIV. ALTO LA LUNA <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	17.39	18.39	25.81	31.06	33.08	35.20	37.46	39.86	42.38	45.02	47.78	50.64	53.61
	CAPAC. (2)	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30
	FACTOR DE USO	<b>49%</b>	<b>52%</b>	<b>73%</b>	<b>88%</b>	<b>94%</b>	<b>100%</b>	<b>106%</b>	<b>113%</b>	<b>120%</b>	<b>128%</b>	<b>135%</b>	<b>143%</b>	<b>152%</b>
DERIV. ALTO LA LUNA SET ALTO LA LUNA <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	11.51	12.05	13.02	14.12	15.32	16.59	17.93	19.36	20.86	22.44	24.08	25.78	27.55
	P INST (2)	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30
	FACTOR DE USO	<b>33%</b>	<b>34%</b>	<b>37%</b>	<b>40%</b>	<b>43%</b>	<b>47%</b>	<b>51%</b>	<b>55%</b>	<b>59%</b>	<b>64%</b>	<b>68%</b>	<b>73%</b>	<b>78%</b>
DERIV. ALTO LA LUNA SET PISCO <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	5.88	6.35	12.79	16.94	17.76	18.61	19.53	20.50	21.52	22.59	23.70	24.86	26.06
	P INST (2)	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30
	FACTOR DE USO	<b>17%</b>	<b>18%</b>	<b>36%</b>	<b>48%</b>	<b>50%</b>	<b>53%</b>	<b>55%</b>	<b>58%</b>	<b>61%</b>	<b>64%</b>	<b>67%</b>	<b>70%</b>	<b>74%</b>
DERIV. PARACAS DERIV. MINSUR <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	16.61	17.20	20.27	27.04	27.90	28.81	29.78	30.80	31.88	33.01	34.19	35.42	36.68
	P INST (2)	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30
	FACTOR DE USO	<b>47%</b>	<b>49%</b>	<b>57%</b>	<b>77%</b>	<b>79%</b>	<b>82%</b>	<b>84%</b>	<b>87%</b>	<b>90%</b>	<b>94%</b>	<b>97%</b>	<b>100%</b>	<b>104%</b>
DERIV. MINSUR SET PARACAS <b>60 kV</b>	MAX. DEM. (1)	16.60	17.19	20.26	27.03	27.89	28.80	29.77	30.79	31.87	33.00	34.18	35.41	36.67
	P INST (2)	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30	35.30
	FACTOR DE USO	<b>47%</b>	<b>49%</b>	<b>57%</b>	<b>77%</b>	<b>79%</b>	<b>82%</b>	<b>84%</b>	<b>87%</b>	<b>90%</b>	<b>93%</b>	<b>97%</b>	<b>100%</b>	<b>104%</b>

(1) Valor numérico con dos (02) decimales de la máxima demanda (MVA) registrada en la SET, en el año representativo más la demanda de los Usuarios Mayores en AT. No incluye las pérdidas en los transformadores ni las pérdidas en las líneas de transmisión.

(2) Valor numérico con dos (02) decimales de la capacidad nominal de transporte (MVA) de la línea.

### 3.5 ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL PROYECTO NITRATOS PERÚ

#### 3.5.1 Generalidades

El Proyecto está orientado a la fabricación de amoníaco y nitrato de amonio, para su comercialización en el mercado interno y cuyos excedentes en el caso del primero podrán ser vendidos para otras industrias locales o exportados.

Nitratos del Perú busca garantizar el abastecimiento del producto en el mercado local. Además dará valor agregado al gas natural peruano.



FIGURA 3.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROYECTO NITRATOS DEL PERÚ

El Proyecto se ubicará en el sector industrial del distrito de Paracas provincia de Pisco, región de Ica, en la zona de amortiguamiento de la RNP; en un terreno de 1,200 ha aproximadamente.

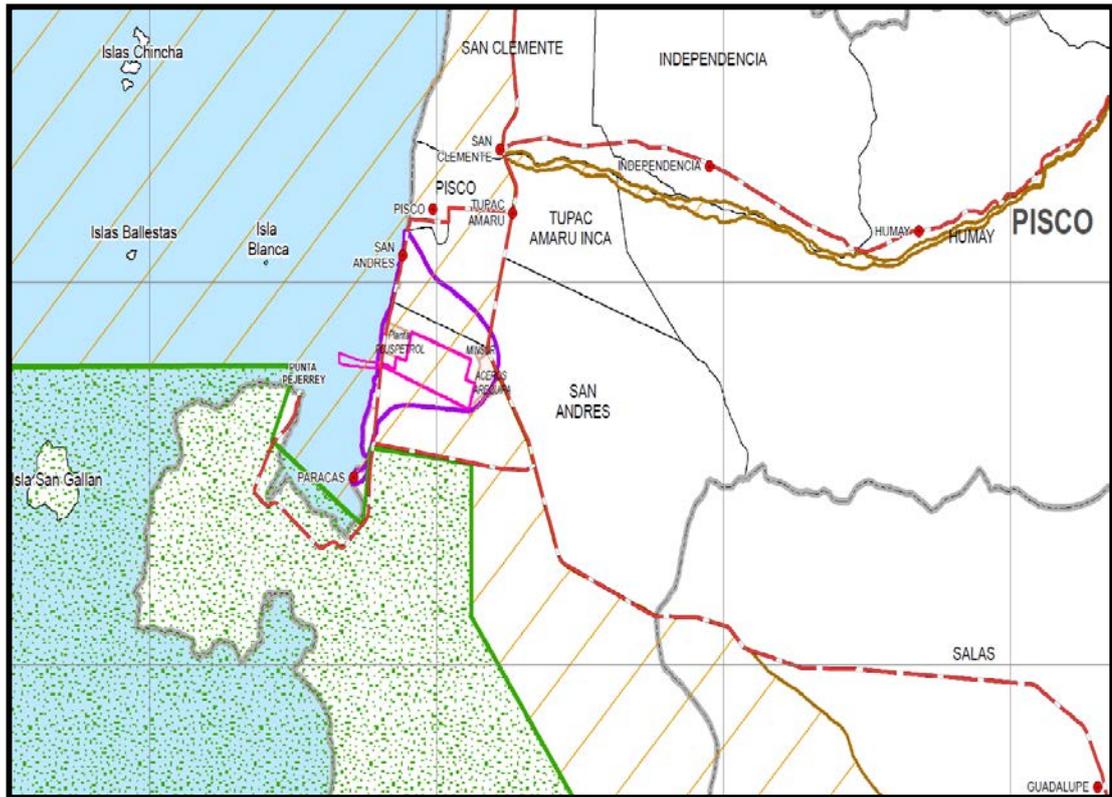


FIGURA 3.3 UBICACIÓN DE LA PLANTA NITRATOS PERÚ

### 3.5.2 Planta de Amoniaco

El gas natural (metano) se hace reaccionar en un horno de reformación con agua para obtener hidrógeno. Se adiciona aire en el reformador secundario donde se incorpora el nitrógeno y se termina la reacción de conversión del metano en hidrógeno.

Después de un proceso de purificación el nitrógeno y el hidrógeno se envían a alta presión al reactor de síntesis donde se obtiene el amoniaco.

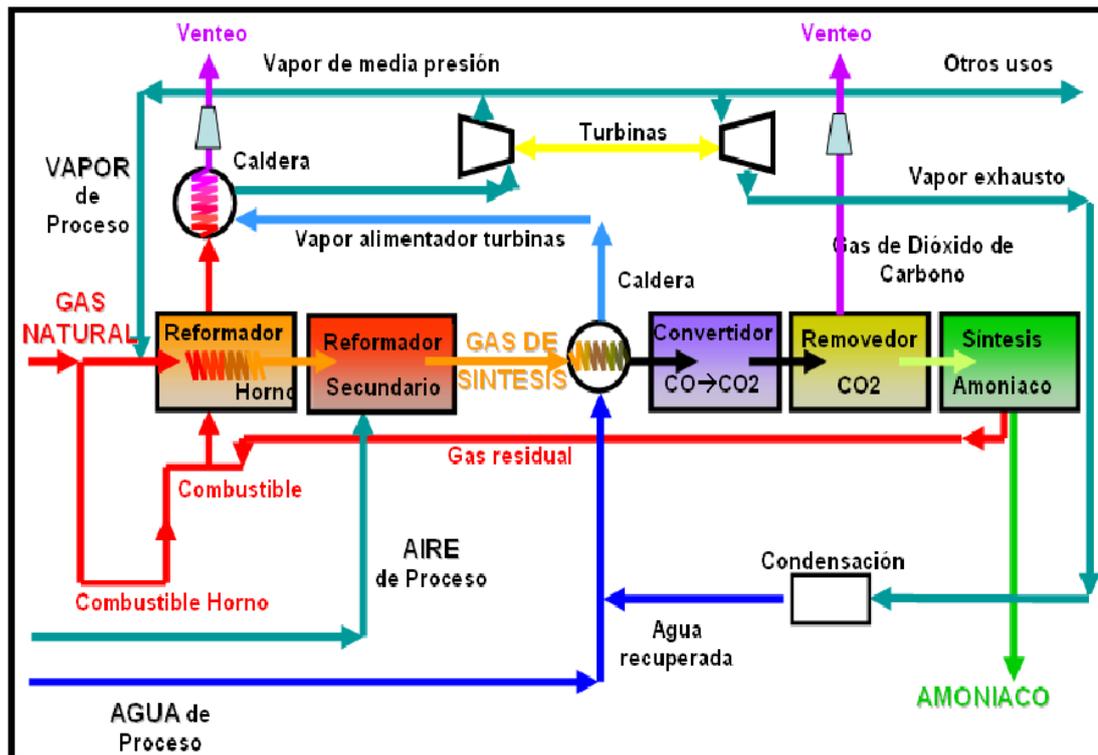


FIGURA 3.4 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL AMONIACO

### 3.5.3 Planta de Ácido Nítrico

Para la elaboración del ácido nítrico será necesario mezclar amoníaco refrigerado y aire a una temperatura de aproximadamente 900°C, luego de una reacción química, se obtiene el ácido nítrico.

El ácido producido con una concentración de 60% es enviado a los tanques de almacenamiento para su posterior uso.

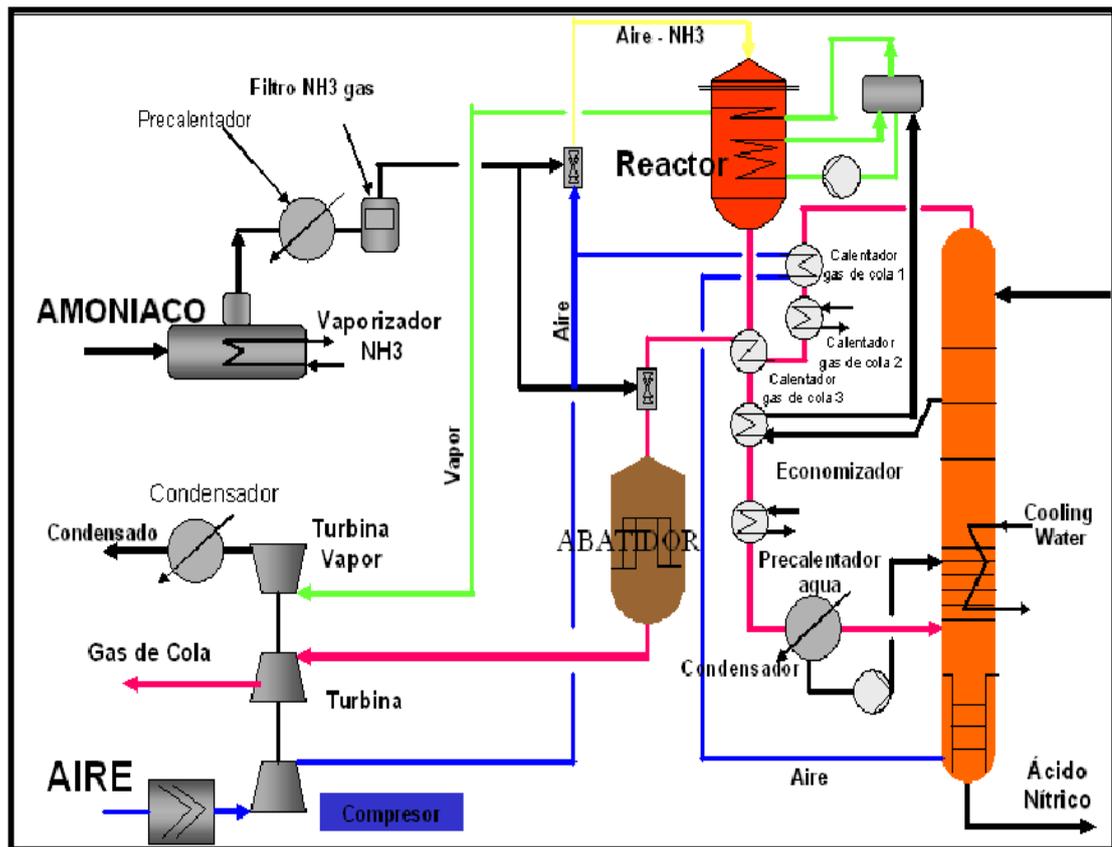


FIGURA 3.5 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL ACIDO NÍTRICO

### 3.5.4 Planta de Nitrato de Amonio

El ácido nítrico se obtiene mediante un proceso de oxidación catalítica del amoníaco. Se hace reaccionar el ácido nítrico junto con el amoníaco, obteniéndose como resultado una solución líquida de nitrato de amonio.

Finalmente se transforma el nitrato de amonio líquido a estado sólido.

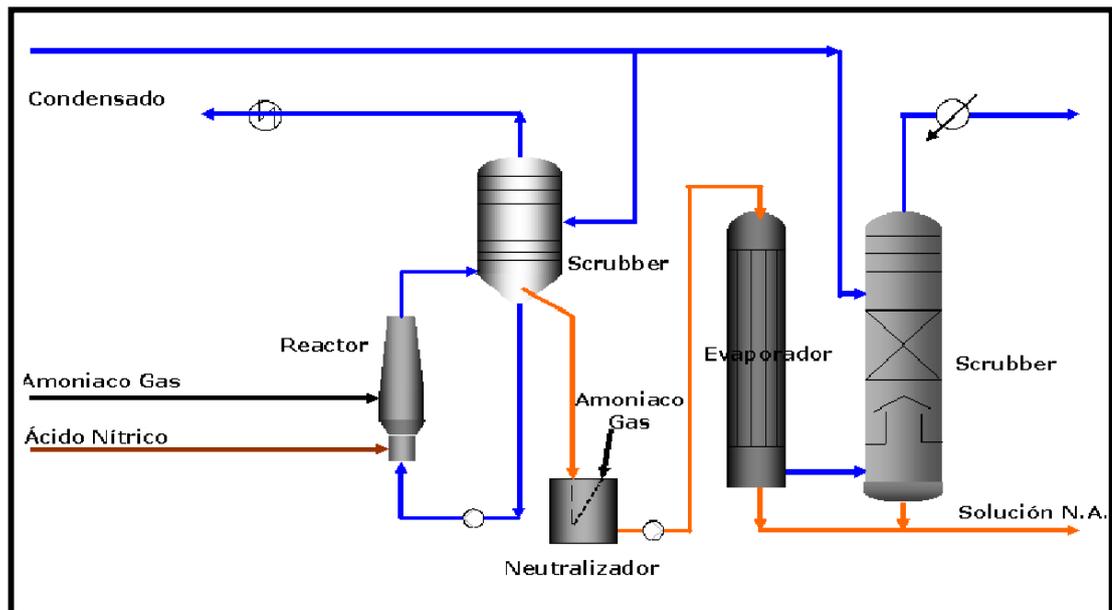


FIGURA 3.6 PROCESO DE PRODUCCIÓN DEL NITRATO DE AMONIO

### 3.5.5 Planta Desalinizadora y Sistemas Auxiliares

- Planta desalinizadora de agua de mar para abastecer de agua de proceso, generación de vapor y agua para consumo humano.
- Circuito cerrado de enfriamiento, refrigerado con agua de mar.
- Almacenamiento criogénico de amoníaco en tanque de doble pared para 30,000 t con sistema de recuperación de vapores.
- Plataforma de embarque para amoníaco con sus respectivas líneas criogénicas de carga de amoníaco líquido y retorno de amoníaco gas.
- Oficinas, comedores, talleres, almacenes, laboratorios y todas las edificaciones del complejo.

### **3.5.6 Suministro de Energía Eléctrica**

El proyecto Nitratos del Perú contempla que la energía eléctrica requerida para sus instalaciones, podrá ser suministrada a partir de dos fuentes: la primera alternativa es externa y considera conectarse a la red eléctrica del sistema interconectado nacional. Una segunda alternativa es la generación de electricidad a partir de una unidad de ciclo combinado que utiliza gas natural para satisfacer una máxima demanda de 12 MW.

En el caso de la generación propia, el principal inconveniente es la disponibilidad de gas natural, dado que el Consorcio Camisea no ha garantizado el suministro de gas por 70 millones de pies cúbicos al día durante 20 años como mínimo, que solicitó Nitratos del Perú.

Con una cantidad menor de gas, la generación propia se vuelve inviable y por ello la necesidad de evaluar las alternativas de conexión y configuración de un sistema de transmisión óptimo para garantizar la energía eléctrica en la planta.

En el Plan de Inversiones en Transmisión de ELECTRODUNAS<sup>4</sup>, se considera que la carga de Nitratos se conectará a la barra Paracas en 60 kV el año 2013 y se mantendrá constante hasta el 2022 con un valor de 5,67 MW. Esta consideración es discutible por lo siguiente:

---

<sup>4</sup> Plan de inversiones aprobado con Resolución OSINERGMIN 151-2012-OS/CD y revalidado con Resolución 213-2012-OS/CD.

Nitratos del Perú solicitó inicialmente su Factibilidad de Suministro por una demanda máxima de 16 MW. Por la falta de gas para su operación total, se consideró que inicialmente sólo se necesitarían 6 MW.

ELECTRODUNAS solicitó a Nitratos un perfil de demanda y determinó los valores de FCP y FS que se aplican en su proceso de proyección<sup>5</sup>. De acuerdo con lo anterior, al aplicar un  $FCP=0,945$  obtenemos como potencia a nivel de SET el valor de 5,67 MW. Si se aplica el  $FS=0,796$  se determina el valor de 4,77 MW como potencia a nivel de Sistema Eléctrico. Ambos valores deben ser considerados como información para el “año 0”.

El proyecto Nitratos del Perú se ha postergado por conflictos sociales y desacuerdos en temas ambientales, además de la tardía confirmación de disponibilidad de gas natural. En consecuencia, la fecha real de ingreso de la carga Nitratos es el año 2014 en el escenario más optimista dado el tiempo estimado de construcción de la planta.

Si se asume que la demanda máxima de Nitratos será inicialmente 6 MW (2014), conforme se avance en la ejecución de las diversas etapas de la planta y se tenga mayor cantidad de gas natural la carga se incrementará. En el presente trabajo se ha considerado un crecimiento por etapas hasta alcanzar el máximo de 8,85 MW el año 2022. Se justifica éste valor puesto que representa el 59% de la demanda solicitada a ELECTRODUNAS en la factibilidad de suministro.

---

<sup>5</sup> Informe de Absolución de observaciones al Estudio Técnico Económico del plan de inversiones en Transmisión. ELECTRODUNAS, Enero 2012.

Los argumentos presentados permiten establecer los valores de la demanda de potencia necesaria para los procesos industriales que se realizarán en la planta. Los resultados de la proyección se muestran en las tablas 3.16, 3.17 y 3.18.

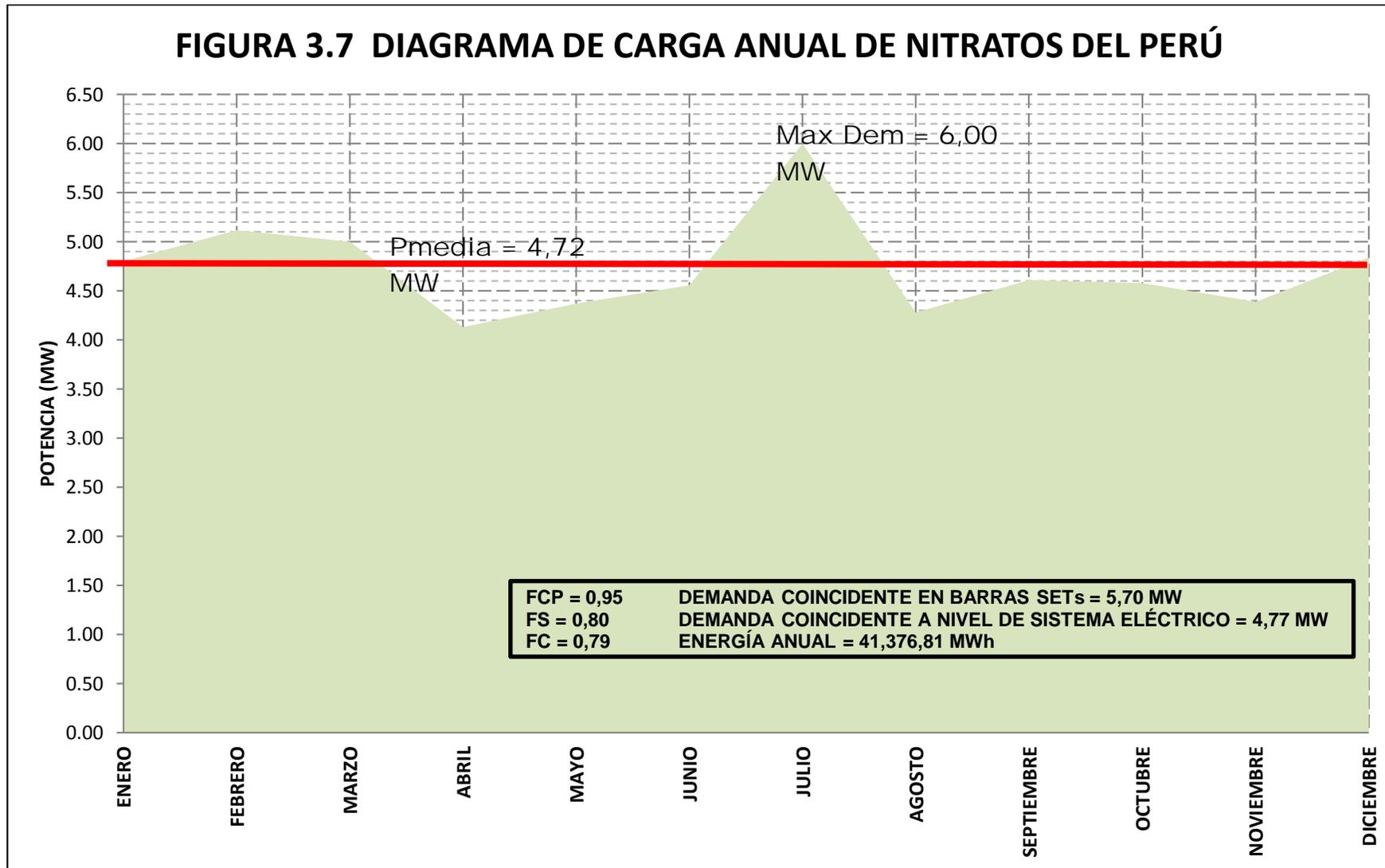
<b>TABLA 3.17 MÁXIMA DEMANDA PROYECTADA DE LA PLANTA NITRATOS DEL PERÚ</b>											
<b>AÑO</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
<b>P (MW)</b>	6,00	6,18	6,37	6,56	6,88	7,23	7,59	8,20	8,85	8,85	8,85
<b>Q (MVAR)</b>	1,97	2,03	2,09	2,15	2,26	2,38	2,49	2,69	2,91	2,91	2,91
<b>S (MVA)</b>	6,31	6,51	6,70	6,90	7,25	7,61	7,99	8,63	9,32	9,32	9,32
<b>Cosø</b>	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
<b>Tasa de crecimiento</b>	3,0%	3,0%	3,0%	5,0%	5,0%	5,0%	8,0%	8,0%			

<b>TABLA 3.18 DEMANDA PROYECTADA DE POTENCIA COINCIDENTE EN BARRAS DE SETs DE LA PLANTA NITRATOS DEL PERÚ</b>											
<b>AÑO</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
<b>P (MW)</b>	5,67	5,84	6,02	6,20	6,51	6,83	7,18	7,75	8,37	8,37	8,37
<b>Q (MVAR)</b>	1,87	1,92	1,98	2,04	2,14	2,25	2,36	2,55	2,75	2,75	2,75
<b>S (MVA)</b>	5,97	6,15	6,34	6,53	6,85	7,19	7,55	8,16	8,81	8,81	8,81
<b>Cosø</b>	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
<b>Tasa de crecimiento</b>	3,0%	3,0%	3,0%	5,0%	5,0%	5,0%	8,0%	8,0%			

<b>TABLA 3.19 DEMANDA PROYECTADA DE POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO DE LA PLANTA NITRATOS DEL PERÚ</b>											
<b>AÑO</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
<b>P (MW)</b>	4,77	4,92	5,06	5,22	5,48	5,75	6,04	6,52	7,04	7,04	7,04
<b>Q (MVAR)</b>	1,56	1,62	1,66	1,71	1,80	1,89	1,98	2,14	2,31	2,31	2,31
<b>S (MVA)</b>	5,02	5,17	5,33	5,49	5,76	6,05	6,36	6,86	7,41	7,41	7,41
<b>Cosø</b>	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
<b>Tasa de crecimiento</b>	3,0%	3,0%	3,0%	5,0%	5,0%	5,0%	8,0%	8,0%			

En la figura 3.7 observamos el perfil de carga de la planta y que justifica los valores de potencia coincidente a nivel de SETs y a nivel de Sistema Eléctrico que se aplicaron a la Máxima Demanda para obtener los valores de las tablas anteriores.

### FIGURA 3.7 DIAGRAMA DE CARGA ANUAL DE NITRATOS DEL PERÚ



### **3.6 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

#### **3.6.1 Ingreso de Nitratos del Perú en el año 2014 con una Demanda creciente**

Ante la incertidumbre sobre la fecha de puesta en servicio de la planta de Nitratos, debido a las reiteradas postergaciones del inicio de las obras y tomando en cuenta que la construcción de la planta tardará de 2 a 3 años, en un escenario optimista se considerará que su ingreso al Sistema Eléctrico se produciría en el año 2014.

Además se espera que Nitratos no tenga una demanda estática, porque inicialmente podría necesitar 5,67 MW, pero si la planta incrementara su producción, asumiendo valores razonables de crecimiento se obtendría una demanda máxima de 8,85 MW en el año 2022.

Los nuevos criterios para definir la magnitud de la carga Nitratos del Perú, su fecha más probable de conexión y el crecimiento por etapas considerado, hacen que en esta Tesis se proponga una modificación a la proyección aprobada por OSINERGMIN.

#### **3.6.2 Resumen de la Proyección de la Demanda a Nivel de SET y a Nivel de Sistema Eléctrico**

Los valores que se muestran en las tablas 3.19 y 3.20 corresponden a la potencia a nivel de SET y a nivel de Sistema por cada barra existente. Aquí se

aprecia la carga de Nitratos en la barra Paracas 60 kV, que según el Plan es el punto de conexión óptimo.

Para objeto del presente trabajo se evaluarán las alternativas de conexión de la carga Nitratos del Perú para los siguientes casos:

- Demanda proyectada en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN; que se utilizará para aplicar el Algoritmo para la selección de la alternativa óptima y comprobar sus resultados mediante un análisis del flujo de potencia con NEPLAN V5.44.
- Demanda proyectada según la modificación realizada al aplicar los criterios de la sección 3.4.6. Esta información será utilizada para elaborar una alternativa de planificación del sistema de transmisión y verificar su cumplimiento con un análisis del flujo de potencia.

**TABLA 3.20 RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL DE SET (MW)  
NITRATOS DEL PERÚ CON DEMANDA CRECIENTE**

Sistema	SET	Barra	TENSIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	11,93	12,87	14,21	15,73	17,38	19,12	20,97	22,94	25,01	27,18	29,44	31,79	34,22
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL060	60	2,99	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
Pisco	DFUNSUR	FUNSUR	60	3,27	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP010	10	1,06	1,22	1,34	1,49	1,64	1,81	1,98	2,17	2,36	2,57	2,78	3,00	3,23
Pisco	PARACAS	PARAC060	60	0,00	0,00	0,00	0,00	5,67	5,84	6,02	6,20	6,51	6,83	7,18	7,75	8,37
Pisco	PARACAS	PARAC010	10	5,76	6,22	9,24	9,98	10,77	11,61	12,51	13,46	14,46	15,51	16,60	17,73	18,91
Pisco	PARACAS	PARAC010A	10	8,39	8,42	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
Pisco	PARACAS	PARAC023	23	2,11	2,28	2,51	2,78	3,07	3,38	3,71	4,06	4,42	4,81	5,21	5,62	6,05
Pisco	PARACAS	PARAC023A	23	2,81	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
Pisco	PISCO	PISCO010	10	8,12	8,76	16,37	20,60	21,73	22,91	24,17	25,51	26,92	28,39	29,93	31,53	33,18
				<b>46,44</b>	<b>48,75</b>	<b>63,47</b>	<b>70,37</b>	<b>80,06</b>	<b>84,47</b>	<b>89,16</b>	<b>94,13</b>	<b>99,47</b>	<b>105,08</b>	<b>110,92</b>	<b>117,22</b>	<b>123,76</b>

**TABLA 3.21 RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA POTENCIA COINCIDENTE A NIVEL SISTEMA, POR SET (MW)  
NITRATOS DEL PERÚ CON DEMANDA CRECIENTE**

Sistema	SET	Barra	TENSIÓN	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL010	10	8,23	8,88	9,80	10,85	11,99	13,19	14,47	15,83	17,25	18,75	20,31	21,93	23,61
Pisco	ALTO LA LUNA	ALTOL060	60	2,70	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56	2,56
Pisco	DFUNSUR	FUNSUR	60	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Pisco	INDEPENDENCIA	INDEP010	10	0,81	0,93	1,02	1,13	1,25	1,38	1,51	1,65	1,80	1,96	2,12	2,29	2,46
Pisco	PARACAS	PARAC060	60	0,00	0,00	0,00	0,00	4,77	4,92	5,06	5,22	5,48	5,75	6,04	6,52	7,04
Pisco	PARACAS	PARAC010	10	5,02	5,42	8,24	8,88	9,57	10,31	11,09	11,91	12,79	13,70	14,65	15,64	16,66
Pisco	PARACAS	PARAC010A	10	7,15	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18	7,18
Pisco	PARACAS	PARAC023	23	0,89	0,96	1,06	1,17	1,30	1,43	1,56	1,71	1,86	2,03	2,20	2,37	2,55
Pisco	PARACAS	PARAC023A	23	2,71	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
Pisco	PISCO	PISCO010	10	5,59	6,03	12,15	16,09	16,87	17,68	18,55	19,47	20,44	21,46	22,52	23,62	24,75
				<b>33,11</b>	<b>34,74</b>	<b>44,80</b>	<b>50,66</b>	<b>58,28</b>	<b>61,43</b>	<b>64,77</b>	<b>68,32</b>	<b>72,15</b>	<b>76,16</b>	<b>80,35</b>	<b>84,89</b>	<b>89,61</b>

### **3.7 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema de transmisión y transformación de ELECTRODUNAS, permite establecer una línea base a partir de la cual se iniciará el proceso de planeamiento del desarrollo futuro de las instalaciones del mismo.

En el Plan de Inversiones, se utilizaron los resultados de la proyección de la demanda a nivel de Sistema Eléctrico y para realizar un balance entre la potencia instalada existente en las SET y la demanda proyectada correspondiente. Como resultado se identificó el nivel de sobrecarga que pueden experimentar las SET en los próximos años.

Los resultados de mostrados en las tabla 3.14 evidencian que las subestaciones Paracas, Pisco y Alto la Luna necesitarán una repotenciación y renovación parcial o total de sus equipos para atender a su demanda. Como consecuencia de la sobrecarga de los transformadores se requerirá de una redistribución de las cargas entre subestaciones y migración a otro nivel de tensión como 22,9 kV. Las inversiones en transformación se describirán posteriormente aunque no forman parte del alcance del presente estudio.

De la tabla 3.15 la transmisión en 60 kV requiere de una evaluación para determinar los reforzamientos y líneas de transmisión adicionales necesarias al sobrecargarse las líneas existentes en el corto plazo. El Plan de Inversiones aprobado define las nuevas líneas a ejecutarse durante el periodo 2012 – 2022. El

Plan, también considera importante la instalación de compensaciones reactivas en determinadas barras de demanda.

Del análisis de la demanda concluimos que Nitratos del Perú sólo podrá ser atendido mediante una línea en 60 kV que ofrezca calidad del suministro, confiabilidad, mínima inversión y bajos costos de O&M. Considerar a Paracas como la barra óptima de conexión por su cercanía geográfica al proyecto podría encubrir una mejor solución no solo para Nitratos sino para todo el Sistema Eléctrico Pisco.

Para ubicar el punto óptimo de conexión se aplicará una metodología que se describe en el siguiente capítulo, donde se tomarán en cuenta algunos criterios de selección y se analizará la capacidad del sistema existente para atender la nueva carga de Nitratos.

## **CAPÍTULO IV**

### **EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN PARA NITRATOS DEL PERÚ**

#### **4.1 CRITERIOS Y METODOLOGÍA GENERAL PARA LA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS**

##### **4.1.1 Criterios Generales de Optimización**

Para la evaluación de las alternativas de configuración del Sistema Eléctrico Nitratos del Perú (SENP), se han tomado en cuenta los siguientes criterios generales:

- La configuración integral del sistema a desarrollar debe brindar un servicio de suministro de energía seguro, confiable y que cumpla con las normas técnicas nacionales e internacionales aplicables.
  
- Las capacidades de las líneas de transmisión existentes y futuras de ELECTRODUNAS se toman de su Plan de Inversiones en Transmisión. Se buscará optimizar el uso de las instalaciones existentes para la conexión de la carga de Nitratos del Perú.

- Las instalaciones del sistema están conformadas subestaciones de potencia, líneas de transmisión, subestaciones y líneas de distribución. Para la evaluación de alternativas usando el algoritmo heurístico sólo se usan los parámetros de las LT en 60 kV.
- En el Capítulo II se obtuvieron las demandas en las barras de las Subestaciones a nivel de Alta y Media Tensión. En el modelo matemático del Sistema se tomarán los datos de la demanda a nivel de barras en 60 kV.
- En el análisis de flujo de potencia se emplearán todos los datos del Sistema Eléctrico Pisco (S.E.P.) a nivel de Alta y Media Tensión: características técnicas de las líneas y transformadores, niveles de tensión en AT y MT existentes en cada SET y demanda a nivel de sistema eléctrico por barras MT y SETs.
- Para determinar el sistema eléctrico de transmisión óptimo de Nitratos del Perú, se aplicarán criterios de selección de mínimo costo. En el presente capítulo la aplicación del algoritmo heurístico toma en cuenta sólo los costos de inversión. Posteriormente se incluyen otros criterios como la valoración de las pérdidas y la evaluación del Valor Actual Neto (VAN).
- Las alternativas de configuración se evaluarán partiendo de la situación real del Sistema eléctrico Pisco existente al 2013. Para la optimización inicial sólo se tomarán en cuenta los dos primeros años de operación, mientras que para el flujo de potencia se analizará la correcta operación de la alternativa seleccionada durante todo el horizonte de planeamiento.

- Los elementos propuestos para el Sistema Eléctrico Nitratos Perú serán dimensionados considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de los mismos, tomando en cuenta las distintas condiciones de operación, y la normalización vigente en ELECTRODUNAS. Este criterio es aplicado a lo largo del proceso de selección de los elementos que forman la alternativa óptima final adoptada.
- La ubicación de las SET existentes son fijas a lo largo del periodo de evaluación del Sistema Eléctrico. De acuerdo al Plan de Inversiones, no se tienen nuevas SETs en el periodo 2012-2022, sin embargo, se considerarán todas las ampliaciones y modificaciones previstas.
- Para el dimensionamiento de los componentes del sistema se ha tomado en cuenta lo señalado en el Código Nacional de Electricidad y, de manera complementaria, normas internacionales y recomendaciones, tales como las Normas IEC, Normas VDE, recomendaciones de la IEEE y otras que son de aplicación aceptada en nuestro medio.

#### **4.1.2 Metodología de Aplicación del Modelo Híbrido Lineal**

La expresión general del balance de flujos de potencia es compleja y no permite aplicar en forma directa los algoritmos de optimización descritos en el Capítulo II. Por ello se recurre a simplificaciones que se describen a continuación para sustentar y demostrar la validez de la aplicación de los algoritmos en el presente trabajo.

La Susceptancia es la parte imaginaria de la admitancia, su expresión es:

$$\bar{Y} = \frac{1}{\bar{Z}} = \frac{1}{R + jX} = \left( \frac{R}{R^2 + X^2} \right) + j \left( \frac{-X}{R^2 + X^2} \right) = G + jB$$

De lo anterior se deduce que:

$$B = \left( \frac{-X}{R^2 + X^2} \right)$$

Considerando que la resistencia de cualquier línea de transmisión en nuestro sistema es muy pequeña comparada con la reactancia ( $R_{ij} \ll X_{ij}$ ), podemos despreciar su valor. De esta forma para todas las líneas  $R_{ij} = 0$ . Por lo tanto:

$$B_{ij} = -\frac{1}{X_{ij}} \quad \dots (4.1)$$

Si asumimos que la diferencia de ángulos de fase es muy pequeña, entonces pueden aproximarse de la siguiente forma:

$$\text{Sen}(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$$

$$\text{Cos}(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

Las simplificaciones anteriores, cumplen con las características de las redes de transmisión y no conllevan a errores significativos en los resultados de la distribución de flujos de potencia activa. Cuando se agregan las expresiones anteriores a la ecuación de potencia activa entonces el resultado es el siguiente:

$$P_i = \sum_{j=1}^N B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad \dots (4.2)$$

Al aplicar el balance de potencia en cada nodo se obtiene lo siguiente:

$$D_i = G_i + P_i$$

$$D_i = G_i + \sum_{j=1}^N B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad \dots (4.3)$$

$D_i$  : Carga o Demanda en el nodo i.

$G_i$  : Generación de potencia activa en el nodo i.

$B_{ij}$  : Susceptancia de línea entre los nodos i-j.

Como se explicó en el Capítulo II, el modelo más adecuado para la evaluación de alternativas es el Modelo Híbrido Lineal, que tiene como mejor solución el Algoritmo Villasana-Garver. El modelo de solución se expresa mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Minimizar } \sum c_{ij} * n_{ij}$$

Sujeto a:

$$[S][f] + [B][\theta] + [g] = [d]$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \overline{\varphi}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_1$$

$$|f_{ij}| \leq \overline{f}_{ij} * n_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_2$$

$$0 \leq g_i \leq \overline{g}_i$$

$$0 \leq n_{ij}$$

$n_{ij}$  : Número entero

$$\overline{\varphi}_{ij} = \frac{\overline{f}_{ij}}{\gamma_{ij}}$$

[S] : Matriz de incidencia de ramas de la parte del sistema que no tiene circuitos en la configuración inicial (circuitos que pertenecen a  $\Omega_2$ ).

$n_{ij}$  : Número de adiciones.

[f] : Vector de flujos de los circuitos que pertenecen a  $\Omega_2$ .

[B] : Matriz de susceptancias de los circuitos de la configuración inicial. (circuitos que pertenecen a  $\Omega_1$ ).

$\Omega_1$  : Conjunto de circuitos existentes.

$\Omega_2$  : Conjunto de circuitos de las adiciones.

Para aplicarlo en el Sistema Eléctrico se harán modificaciones al modelo y adaptaciones matemáticas para facilitar el cálculo matricial.

La primera modificación importante es la omisión de la variable  $n_{ij}$  (número de adiciones). En el algoritmo original se considera que todo el sistema puede ser

reforzado con nuevas líneas, sin embargo, el caso particular de Nitratos del Perú se reduce a tres alternativas. En el modelo matemático se consideran todas las alternativas como una posible adición ( $\Omega_2$ ) y se toma la de mayor flujo de potencia que cumpla con las restricciones de calidad de la energía y capacidad de transmisión.

A continuación se detalla la metodología de cálculo usando un programa computacional.

#### **4.1.3 Implementación del Algoritmo de Optimización en MATLAB**

Como primer paso, se formulará matricialmente el modelo híbrido lineal para poder resolverlo empleando el optimizador de MATLAB. Luego, se efectúan modificaciones al modelo para considerar adiciones con capacidad y reactancia distinta de los caminos existentes y así manejar diversas alternativas de solución.

Se utilizará el programa MATLAB R2010a para la implementación del algoritmo de selección óptima. Este software matemático, ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio (lenguaje M), siendo muy utilizado en la Universidad Nacional de Ingeniería. Se optó por emplear MATLAB aprovechando su simplicidad y la comodidad de las rutinas de optimización con las que cuenta para la implementación del algoritmo.

El software posee una librería (toolbox) de optimización que permite resolver problemas de programación lineal, para utilizarla se deben expresar las ecuaciones que definen al problema en la forma estándar de un problema de optimización:

$$\begin{array}{l}
\text{Minimizar } [f]^t * [X] \\
\text{Restringido a:} \\
A_{eq} * X = b_{eq} \\
A * X \leq b \\
l \leq X \text{ (Mínimo valor)} \\
X \leq u \text{ (Máximo valor)}
\end{array}
\quad \dots (4.4)$$

El problema puede resolverse en MATLAB mediante la función LINPROG cuya sintaxis es:

$$X = \mathit{linprog}(f, A, b, A_{eq}, b_{eq}, l, u) \quad \dots (4.5)$$

La función LINPROG permite resolver problemas de programación lineal mediante el Método de Puntos Interiores, denominado así por ser un algoritmo polinomial en el tiempo que cruza el interior del espacio de soluciones. Este método es eficaz para obtener una solución óptima en programas lineales muy grandes, superando al método Simplex.

Por ello, resulta necesario adaptar el modelo híbrido para adecuarse a la forma matricial. En base al modelo híbrido y la notación utilizada, se definen las variables que debe hallar el optimizador en forma vectorial; estas variables están dadas por los vectores de la expresión 4.6.

$$X = \begin{bmatrix} [f_{ij}] \\ [\theta_i] \\ [g_i] \end{bmatrix}, \quad f = \begin{bmatrix} [c_{ij}] \\ [0] \\ [0] \end{bmatrix} \quad \dots (4.6)$$

Donde  $X$  representa a un arreglo de vectores conformado por los flujos de potencia en las ramas, las tensiones en las barras y la generación en las barras. Así también el vector  $f$  contiene los valores  $c_{ij}$  que representan al factor de costo de inversión de cada una de las tres alternativas de conexión.

Como siguiente paso, se formula matricialmente las restricciones de balance de potencia en las barras mediante la siguiente expresión:

$$\begin{array}{l}
 [S][f] + [B_{actual}][\theta_i] + [g_i] = [d_i] \\
 \dots (4.7) \\
 \left[ \begin{array}{ccc} [S] & [B_{actual}] & [I] \end{array} \right] * \begin{bmatrix} [f_{ij}] \\ [\theta_i] \\ [g_i] \end{bmatrix} = [d_i]
 \end{array}$$

Al hacer una comparación simple con las ecuaciones de restricción, de la expresión 4.7 se tiene que:

$$\mathbf{A}_{eq} = \left[ \begin{array}{ccc} [S] & [B] & [I] \end{array} \right] , \quad \mathbf{b}_{eq} = [d_i] \quad \dots (4.8)$$

También se deben efectuar las modificaciones al modelo para poder tomar en cuenta adiciones con diferente capacidad y reactancia a la de las líneas existentes. La modificación que se realizará es considerar cada línea como un camino diferente y para cada camino debe evaluarse las restricciones individualmente.

En forma general se puede escribir las restricciones de desigualdad del modelo híbrido lineal en forma matricial de la siguiente forma:

- Restricciones de capacidad máxima de transporte de energía de las Líneas de Transmisión existentes (configuración base):

$$[I] * [\theta_{ij}] \leq [\overline{\varphi}_{ij}] \quad \dots (4.9)$$

$$-[I] * [\theta_{ij}] \leq [\overline{\varphi}_{ij}]$$

- Restricciones de capacidad máxima de transporte de energía de las Líneas de Transmisión futuras (alternativas de adición):

$$[I] * [f_{ij}] \leq [\overline{f}_{ij}] \quad \dots (4.10)$$

$$-[I] * [f_{ij}] \leq [\overline{f}_{ij}]$$

- Restricciones de capacidad máxima de generación (configuración base):

$$[I] * [g_i] \leq [\overline{g}_i] \quad \dots (4.11)$$

$$-[I] * [g_i] \leq [0]$$

Dónde:

[I]: Matriz identidad

[diag( $\overline{f}_{ij}$ )]: Matriz diagonal cuyos elementos son  $\overline{f}_{ij}$

$\overline{\varphi}_{ij}$ : Capacidad de un circuito ij dividida por su susceptancia.

$\bar{f}_{ij}$ : Máxima capacidad de transporte de potencia.

$\bar{g}_{ij}$ : Máxima capacidad de generación.

Para aplicar la restricción de la desigualdad matricial 4.9 es necesario expresar la matriz  $[\theta_{ij}]$  en términos de las variables  $[\theta_i]$  que son las variables utilizadas en la función objetivo, para esto se define una matriz que se denominará  $[Tem]$ .

$$[\theta_{ij}] = [Tem] * [\theta_i] \quad \dots (4.12)$$

La matriz  $[Tem]$  tiene un número de columnas igual al número de barras y el número de filas igual al número de caminos existentes. Cada fila de la matriz  $[Tem]$  representa un elemento del sistema entre las barras  $i - j$ , para un determinado elemento en la fila  $m$  se tiene que la matriz  $[Tem]$  se construye mediante la siguiente expresión:

$$Tem_{mn} = \begin{cases} n = i \rightarrow 1 \\ n = j \rightarrow -1 \\ n \neq i \neq j \rightarrow 0 \end{cases}$$

Entonces las restricciones de capacidad de transporte de energía de las líneas existentes expresadas en 4.9 quedan de la siguiente forma:

$$[Tem] * [\theta_{ij}] \leq [\bar{\varphi}_{ij}] \quad \dots (4.13)$$

$$-[Tem] * [\theta_{ij}] \leq [\bar{\varphi}_{ij}]$$

Agrupando las ecuaciones anteriores, se expresan las restricciones en forma matricial de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} [I] & [0] & [0] \\ -[I] & [0] & [0] \\ [0] & [Tem] & [0] \\ [0] & -[Tem] & [0] \\ [0] & [0] & [I] \\ [0] & [0] & -[I] \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} [f_{ij}] \\ [\theta_i] \\ [g_i] \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} [\bar{f}_{ij}] \\ [\bar{f}_{ij}] \\ [\bar{\varphi}_{ij}] \\ [\bar{\varphi}_{ij}] \\ [\bar{g}_i] \\ [0] \end{bmatrix} \quad \dots (4.14)$$

$$A = \begin{bmatrix} [I] & [0] & [0] \\ -[I] & [0] & [0] \\ [0] & [Tem] & [0] \\ [0] & -[Tem] & [0] \\ [0] & [0] & [I] \\ [0] & [0] & -[I] \end{bmatrix}, \quad b = \begin{bmatrix} [\bar{f}_{ij}] \\ [\bar{f}_{ij}] \\ [\bar{\varphi}_{ij}] \\ [\bar{\varphi}_{ij}] \\ [\bar{g}_i] \\ [0] \end{bmatrix} \quad \dots (4.15)$$

La forma matricial de A y b se extiende y complica a medida de que el sistema contenga una mayor cantidad de barras y se consideren más adiciones o líneas nuevas. La función LINPROG, permite incluir parámetros que reducen la sintaxis de las restricciones y son los siguientes:

$l$  : Vector de valores mínimos de las variables.

$u$  : Vector de valores máximos de las variables.

Las restricciones de desigualdad se refieren a la capacidad de transmisión, a la máxima caída de tensión permisible y a la no negatividad de la generación. Con

el uso de los vectores  $l$  y  $u$  se evalúan éstas restricciones directamente y se eliminan filas y columnas en las matrices  $A$  y  $b$ .

$$Si \quad X = \begin{bmatrix} [f_{ij}] \\ [\theta_i] \\ [g_i] \end{bmatrix} \Rightarrow l = \begin{bmatrix} Min[f_{ij}] \\ Min[\theta_i] \\ Min[g_i] \end{bmatrix} \wedge u = \begin{bmatrix} Max[f_{ij}] \\ Max[\theta_i] \\ Max[g_i] \end{bmatrix} \quad \dots (4.16)$$

Las expresiones de 4.16 nos permiten eliminar las filas de restricción de capacidad de transmisión de las adiciones  $[f_{ij}]$  y las filas de la generación. Además se podrá reducir la matriz  $[Tem]$  quedando la expresión 4.12 de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \theta_{12} \\ \theta_{23} \\ \theta_{34} \\ \theta_{35} \\ \theta_{26} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \\ \theta_6 \\ \theta_7 \end{bmatrix}$$

$$[\theta_{ij}] = [Tem] * [\theta_i] \quad \dots (4.17)$$

Finalmente las matrices  $A$  y  $b$  quedan expresadas en forma mucho más simplificada para que sean aplicadas en el algoritmo Villasana-Garver codificado en MATLAB:

$$A = [[0] \quad [Tem] \quad [0]]$$

$$b = \begin{bmatrix} [\varphi_{12}] \\ [\varphi_{23}] \\ [\varphi_{34}] \\ [\varphi_{35}] \\ [\varphi_{26}] \end{bmatrix} \quad \dots (4.17)$$

## **4.2 DATOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO VILLASANA-GARVER**

El modelo Híbrido lineal requiere de datos del sistema eléctrico como son los valores de las cargas y generación en cada barra, los parámetros eléctricos y la capacidad de transmisión de las líneas existentes y futuras y las restricciones en la caída de tensión.

Los datos que alimentan el modelo deben ser expresados en valor por unidad para simplificar el cálculo matricial. Con el modelo híbrido lineal del Sistema eléctrico Pisco se procede a implementar el algoritmo Villasana-Garver. A continuación se describen las variables de entrada utilizadas para la programación en MATLAB.

### **4.2.1 Demanda en barras 60kV a Nivel de Sistema Eléctrico**

En el modelo híbrido lineal, se consideran sólo las barras en AT (60kV) del Sistema eléctrico Pisco. Una simplificación importante es la reducción de la barra MINSUR, puesto que de acuerdo al Plan de inversiones aprobado su demanda es de 0,1 MW, por lo cual se trasladó esa carga a la barra PARACAS. Los resultados serán diferentes a los obtenidos con NEPLAN, pero sus valores seguirán siendo aceptables como lo veremos más adelante.

Las Barras / Nodos que conforman el Sistema de Transmisión simplificado se muestran en la Tabla 4.1:



Los valores de demanda de la tabla anterior se expresan en MVA, posteriormente empleando los valores base se calcularán las demandas en por unidad. En el modelo no se considera un factor de potencia y se desprecia la resistencia de las líneas de transmisión, al usar la potencia aparente se intenta compensar esas aproximaciones y obtener mejores valores de tensión en barras.

#### **4.2.2 Características de las Instalaciones Existentes en el Sistema eléctrico** **Pisco**

Para aplicar el modelo híbrido se necesita simplificar el sistema eléctrico que necesitamos analizar. Como primer paso se debe conocer todo el Sistema Eléctrico Pisco, existente al año 2012. La información de los diagramas unifilares, las subestaciones, generadores y la configuración del sistema de transmisión proviene del COES-SINAC, OSINERGMIN y ELECTRODUNAS.

En el Anexo A: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Existente – ELECTRODUNAS, se pueden observar las barras y conexiones de las diferentes líneas de Transmisión que pertenecen al Sistema Eléctrico en el Área de Demanda N° 8.

##### **a) Líneas de Transmisión**

En la tabla 4.3 se muestran las características eléctricas de las líneas de transmisión existentes en el S.E.P. También se describen las características técnicas de la línea Alto La Luna - Paracas que ELECTRODUNAS ha considerado entrará en operación el 2014 según su Plan de Inversiones. Todos los datos de estas líneas serán usados posteriormente en el flujo de potencia.

El Sistema de Transmisión tiene como nivel de tensión 60kV, la subestación Independencia se conecta al SEIN en 220 kV. Para el algoritmo de optimización se tomará como referencia la barra Independencia 60kV, mientras que en el análisis de flujo de potencia la barra de referencia es Independencia 220 kV.

#### **b) Subestaciones de Transformación**

Las tablas 4.4 y 4.5 muestran la información técnica de las Subestaciones de Potencia del Sistema Eléctrico Pisco existentes al 2012. En las tablas se aprecian las SETs que se encuentran actualmente en operación, sin embargo, debido al crecimiento de la demanda, su capacidad será superada y ELECTRODUNAS realizará las ampliaciones y modificaciones que correspondan.

De acuerdo al Plan de Inversión, no se construirán nuevas subestaciones puesto que sólo se incrementará la capacidad de los transformadores reemplazando los actuales por otros de mayor potencia.

Las principales modificaciones se realizan en la S.E. Paracas, donde se reemplazan los dos transformadores existentes por uno de mayor capacidad. En la S.E. Alto la Luna también se cambiará el transformador actual por uno de tres devanados para incluir el nivel de tensión de distribución 22,9 kV.

El detalle de todas las obras consideradas en el Plan Aprobado se describe posteriormente en el presente capítulo.

**TABLA 4.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

Nombre	N° Ternas	Conductor	Seccion mm2	Long.	Unom	Inom	R'	X'	R0'	X0'	B'	G'	B0'
				km	kV	kA	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	Ohm/km	uS/km	uS/km	uS/km
DERIVACIÓN ALTO LA LUNA - S.E. ALTO LA LUNA	1	AASC	107	1,55	60	0,322	0,306	0,468	0,468	1,8	3,3648	0	1,7062
DERIVACIÓN ALTO LA LUNA - S.E. PISCO	1	AAAC	120	2,5	60	0,322	0,3334	0,5	0,468	1,8	3,261	0	1,7062
DERIVACIÓN MINSUR - S.E. PARACAS	1	AASC	107	8,8	60	0,322	0,306	0,468	0,468	1,8	3,3648	0	1,7062
DERIVACIÓN PARACAS - DERIV. ALTO LA LUNA	1	AAAC	120	7,3	60	0,322	0,3334	0,5	0,468	1,8	3,261	0	1,7062
DERIVACIÓN PARACAS - DERIV. MINSUR	1	AASC	107	5,7	60	0,322	0,306	0,468	0,468	1,8	3,3648	0	1,7062
S.E. INDEPENDENCIA - DERIV. PARACAS Ta	1	AAAC	120	20,5	60	0,322	0,3334	0,5	0,468	1,8	3,261	0	1,7062
S.E. INDEPENDENCIA - DERIV. PARACAS Tb	1	AAAC	120	20,5	60	0,322	0,3334	0,5	0,468	1,8	3,261	0	1,7062
S.E. ALTO LA LUNA - S.E. PARACAS (2014)	1	AAAC	120	15	60	0,377	0,3052	0,47	0,474	1,68	3,552	0	1,709

**TABLA 4.4 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

SUBESTACION	Snom HV	Snom MV	Snom LV	Vnom HV	Vnom MV	Vnom LV	CONEX.	Vcc HV-MV (%)	Vcc MV-LV (%)	Vcc LV-HV (%)	Pérd. Cu HV-MV	Pérd. Cu MV-LV	Pérd. Cu LV-HV	Pér. Fe	Regulación
	MVA	MVA	MVA	kV	kV	kV					kW	kW	kW	kW	
S.E. INDEPENDENCIA - T1	50	50	30	210	62.3	10.3	YN0yn0d11	9.33	5.61	11.658	200	12.312	14.904	77	Vacio
S.E. INDEPENDENCIA - T2	50	50	30	210	62.3	10.3	YN0yn0d11	9.47	8.544	11.796	200	12.312	14.904	77	Vacio
S.E. PARACAS - T1	13	5	9	62	22.9	10	YN0yn0d5	6.65	3.701	19.232	4.4	13.85	23.04	15	Carga
S.E. PARACAS - T2	13	5	9	62	22.9	10	YN0yn0d5	6.65	3.701	19.232	4.4	13.85	23.04	15	Carga
S.E. PARACAS (2012)	40	40	25	60	23	10	YN0yn0d5	5.4	4.62	10.85	15	44	16	15.8	Carga
S.E. ALTO DE LUNA (2013)	40	40	25	60	23	10	YN0yn0d5	5.4	4.62	10.85	15	44	16	15.8	Carga

**TABLA 4.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE TRANSFORMADORES DE 2 DEVANADOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

SUBESTACION	Pot.Nom.	Vnom .HV	Vnom.LV	CONEXIÓN	Volt. c.c. (%)	Pér. Fe	Pér.Cu	Tipo de Regulación
	MVA	kV	kV			kW	kW	
S.E. ALTO DE LUNA	18.75	58	10	YNd5	8.3	14	45.768	Bajo Carga
S.E. PISCO	8.4	58	10	YNd5	8.7	14	45.768	Bajo Carga
CENTRAL TERMICA INDEPENDENCIA	24	60	11	Dyn11	8.1	30	90.140	Vacio
CENTRAL TERMICA PISCO – T1	40	60	14	Dyn11	8.2	32.69	110.50	Vacio
CENTRAL TERMICA PISCO – T2	40	60	14	Dyn11	8.2	32.69	110.50	Vacio
S.E. PISCO (2013)	18.75	58	10	YNd5	8.3	14	45.768	Bajo Carga

### 4.3 ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN

#### 4.3.1 Alimentación de la Carga en Media Tensión

La Planta Nitratos del Perú está ubicada en el distrito de Paracas, Provincia de Pisco. Evidentemente la primera opción es alimentar la carga desde la Subestación Paracas, dado que está muy cercana a la planta.

Sólo en la S.E. Paracas sería posible un suministro en Media Tensión al requerirse una línea de menor longitud. Sin embargo, el tamaño de la carga obliga a construir una línea de alto costo para reducir la caída de tensión y minimizar pérdidas. La Tabla 4.6 muestra en resumen el análisis de ésta alternativa empleando los valores de demanda creciente desde el 2014 al 2022:

TABLA 4.6 ALTERNATIVA DE CONEXIÓN A LA SUBESTACIÓN PARACAS TENSIÓN: 22,9 kV LONGITUD DE LÍNEA: 3,5 km									
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
P (MW)	6,00	6,18	6,37	6,56	6,88	7,23	7,59	8,20	8,85
Conductor	AAAC 185mm <sup>2</sup> - Simple terna - formación vertical								
ΔV (%)	1,35%	1,39%	1,43%	1,48%	1,55%	1,63%	1,71%	1,85%	1,99%
ΔP (%)	1,85%	1,91%	1,97%	2,02%	2,13%	2,23%	2,34%	2,53%	2,73%
Conductor	AAAC 150mm <sup>2</sup> - Simple terna - formación vertical								
ΔV (%)	1,46%	1,51%	1,55%	1,60%	1,68%	1,76%	1,85%	2,00%	2,16%
ΔP (%)	1,87%	1,93%	1,99%	2,05%	2,15%	2,26%	2,37%	2,56%	2,77%
Conductor	AAAC 120mm <sup>2</sup> - Simple terna - formación vertical								
ΔV (%)	1,84%	1,90%	1,95%	2,01%	2,11%	2,22%	2,33%	2,52%	2,72%
ΔP (%)	2,48%	2,56%	2,63%	2,71%	2,85%	2,99%	3,14%	3,39%	3,66%
Conductor	AAAC 70mm <sup>2</sup> - Simple terna - formación vertical								
ΔV (%)	2,92%	3,01%	3,10%	3,19%	3,35%	3,52%	3,70%	3,99%	4,31%
ΔP (%)	3,25%	3,35%	3,45%	3,56%	3,74%	3,92%	4,12%	4,45%	4,80%

Asumiendo la demanda creciente, para garantizar una caída de tensión menor al 5% se necesitaría un conductor AAAC de 150 mm<sup>2</sup>. Cuando la demanda alcanza su máximo valor la caída de tensión llega al 2,16%. El nivel de pérdidas eléctricas alcanza el 2,77 % al final del horizonte de evaluación.

Construir una línea en 22,9 kV con el conductor seleccionado no representa una solución económicamente atractiva. El ahorro en pérdidas eléctricas justificaría alimentar a Nitratos en 60 kV.

Además de lo anterior, la S.E. Paracas según el Plan aprobado tendrá una capacidad de 40 MVA y para el 2013 se espera que opere al 69,54% considerando la potencia coincidente a nivel de SET. Si se conectara la carga de Nitratos, éste factor de uso se incrementaría hasta llegar al 82% y en sólo 4 años llegaría al 93% aproximadamente lo cual demuestra que la S.E. Paracas no garantiza suficiente capacidad para atender la carga de Nitratos, aún con las obras previstas en el Plan de Inversiones.

#### **4.3.2 Alimentación de la Carga en Alta Tensión**

Del análisis anterior se deduce que las alternativas a considerar son únicamente a nivel de transmisión en Alta Tensión. Se puede analizar el nivel de tensión óptimo para Nitratos del Perú, pero debemos restringir nuestras posibilidades a una tensión normalizada y disponible en el Sistema Eléctrico Pisco. Es por ello que las tres alternativas de configuración son en 60 kV y son las siguientes:

✓ **Alternativa 1: Conexión a la barra en 60 kV de la S.E. Paracas**

Longitud:	3,5 km
Ternas:	1
Formación:	Vertical - Triangular
Conductor:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Estructuras:	Poste de concreto 18 m.

✓ **Alternativa 2: Conexión a la barra en 60 kV de la a S.E. Alto la Luna**

Longitud:	11,5 km
Ternas:	1
Formación:	Vertical - Triangular
Conductor:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Estructuras:	Poste de concreto 18 m.

✓ **Alternativa 3: Conexión a la barra en 60 kV de la S.E. independencia**

Longitud:	32 km
Ternas:	1
Formación:	Vertical - Triangular
Conductor:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Estructuras:	Poste de concreto 18 m.

En la Tabla 4.7 se muestran algunas características de cada subestación existente al 2012. Los transformadores serán cambiados por otros de mayor

potencia según el Plan de inversiones de ELECTRODUNAS pero la ubicación de las subestaciones no variará durante todo el horizonte de planeamiento, así se pueden identificar las SETs más cercanas a la carga y que en representan el punto de conexión con menor costo de inversión.

En la tabla 4.7 se aprecia la Subestación Pisco, que no forma parte de nuestras alternativas por encontrarse más alejada que Alto la Luna y por ubicarse en una zona altamente urbanizada lo que generaría severas dificultades en la construcción y Gestión de Servidumbre. Otro motivo es que de acuerdo al Plan de Inversiones el objetivo de largo plazo es retirarla del Sistema.

<b>TABLA 4.7 CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE LAS SUBESTACIONES PROPUESTAS COMO ALTERNATIVA DE CONEXIÓN</b>						
<b>SET</b>	<b>CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS</b>				<b>UBICACIÓN</b>	
	Nivel de Tensión	Potencia instalada ONAF	Año de fabricación	Tiempo de operación	Distrito	Distancia aproximada a Niratos Perú
	(kV)	(MVA)		(años)		
<b>Independencia</b>	220 / 60 / 10	50 / 50 / 30	2009	3	Independencia	32,5
	220 / 60 / 10	50 / 50 / 30	2009	3	Independencia	
<b>Pisco</b>	60 / 10	8,4	2001	11	Pisco	16
<b>Alto La Luna</b>	60 / 10	18,75	2009	3	Pisco	11,5
<b>Paracas</b>	60 / 22.9 / 10	13 / 5 / 9	1995	17	Paracas	3,5
	60 / 22.9 / 10	13 / 5 / 9	1995	17	Paracas	

Se debe aclarar que la SET Independencia representa la barra de referencia pues es el punto de conexión del Sistema eléctrico Pisco a todo el Sistema Interconectado Nacional, las características futuras de ésta subestación no se

describen en el Plan de Inversiones de ELECTRODUNAS por ser responsabilidad del Ministerio de Energía y Minas.

El Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Pisco y de cada alternativa de conexión se muestra en el Anexo B del presente trabajo.

En el capítulo II se obtuvieron los valores de demanda, en la parte 4.1.4 se mostraron los parámetros eléctricos de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico Pisco, a continuación se evaluarán las tres alternativas propuestas empleando el método de selección basado en técnicas de optimización.

#### 4.4 RESULTADOS DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVA DE CONFIGURACIÓN

El siguiente paso es simplificar todo el sistema eléctrico Pisco y representar las alternativas de configuración del Sistema de Transmisión de Nitratos del Perú. Para eso, conocidos los parámetros eléctricos de todas las Líneas de Transmisión existentes, se realizará la transformación del sistema a sus valores por unidad (p.u.) Los valores base son:

Potencia Base ( $S_B$ )	=	50 MVA
Tensión Base ( $V_B$ )	=	60 kV
Impedancia Base ( $Z_B$ )	=	72 $\Omega$
Corriente Base ( $I_B$ )	=	577,801 A

En la figura 4.1 se observa el diagrama simplificado del Sistema Eléctrico Pisco y las barras indicadas en la tabla anterior. Se debe resaltar que la líneas discontinuas representan las posibles adiciones, es decir las 3 alternativas de conexión de la carga de la planta de nitratos.

El Programa implementado en MATLAB, deberá evaluar la factibilidad técnica de cada alternativa en base a las ecuaciones de Kirchoff y a las restricciones de nivel de tensión en cada barra y capacidad nominal de transmisión de cada línea.

El algoritmo dará como resultado la alternativa con mayor flujo de potencia, que cumpla con las restricciones técnicas ya descritas y que, en base a una

comparación de los factores de costos, será también la que requiera un menor costo de inversión.

Luego de ésta primera iteración se actualizará la red existente o configuración base para evaluar si el Sistema necesita una nueva adición. Si el resultado de la segunda iteración es que ninguna adición transportará potencia, se dará por aceptada la solución.

Las adiciones necesarias para todo un periodo de planificación se obtienen al repetir el proceso para cada año, actualizando la configuración base y ejecutando nuevamente el programa con los nuevos valores determinados. Para el problema de Nitratos, considerado estático, se evaluarán las alternativas para los años 2013.y 2014.

FIGURA 4.1: DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO 2013. ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ.

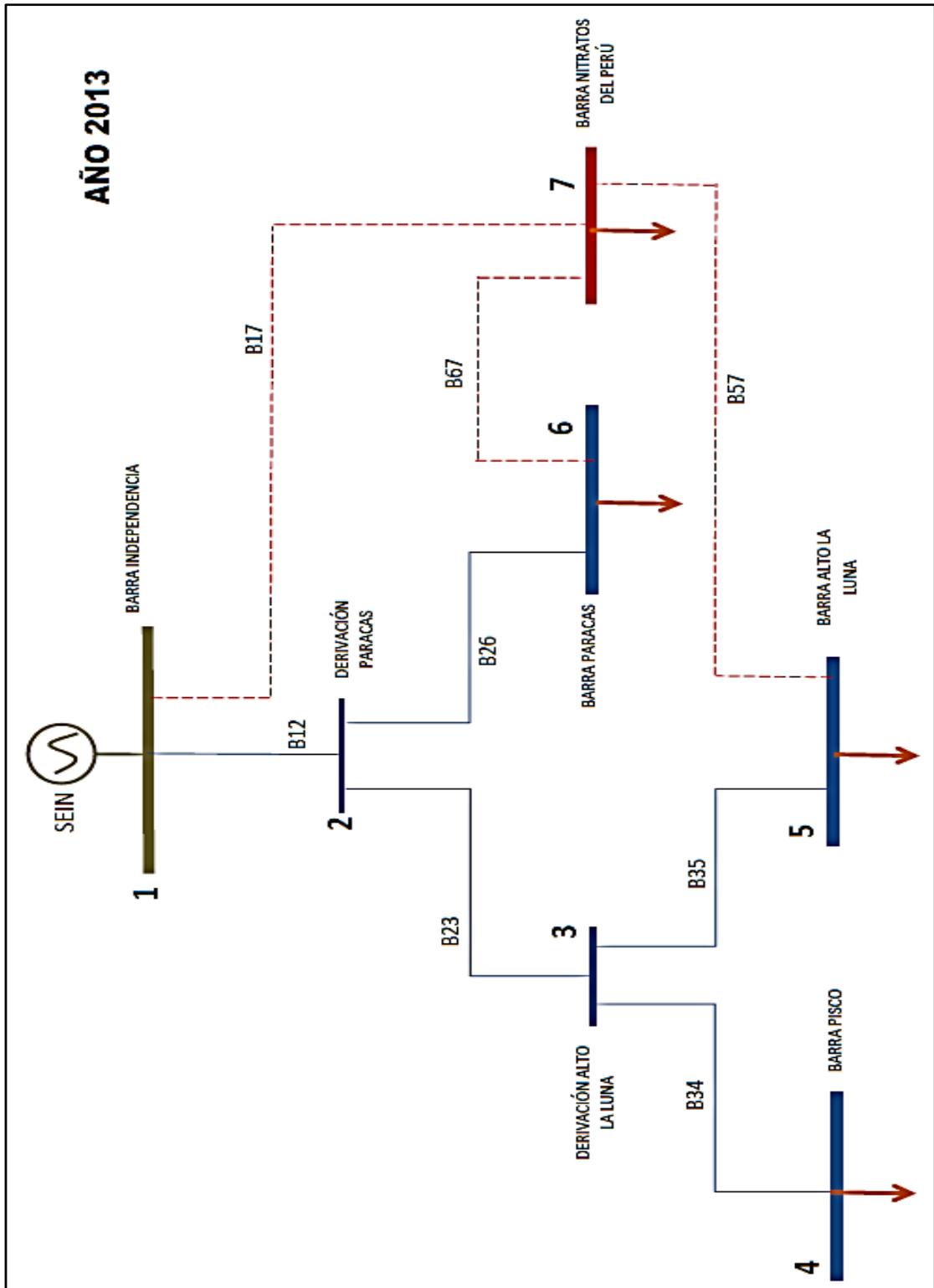
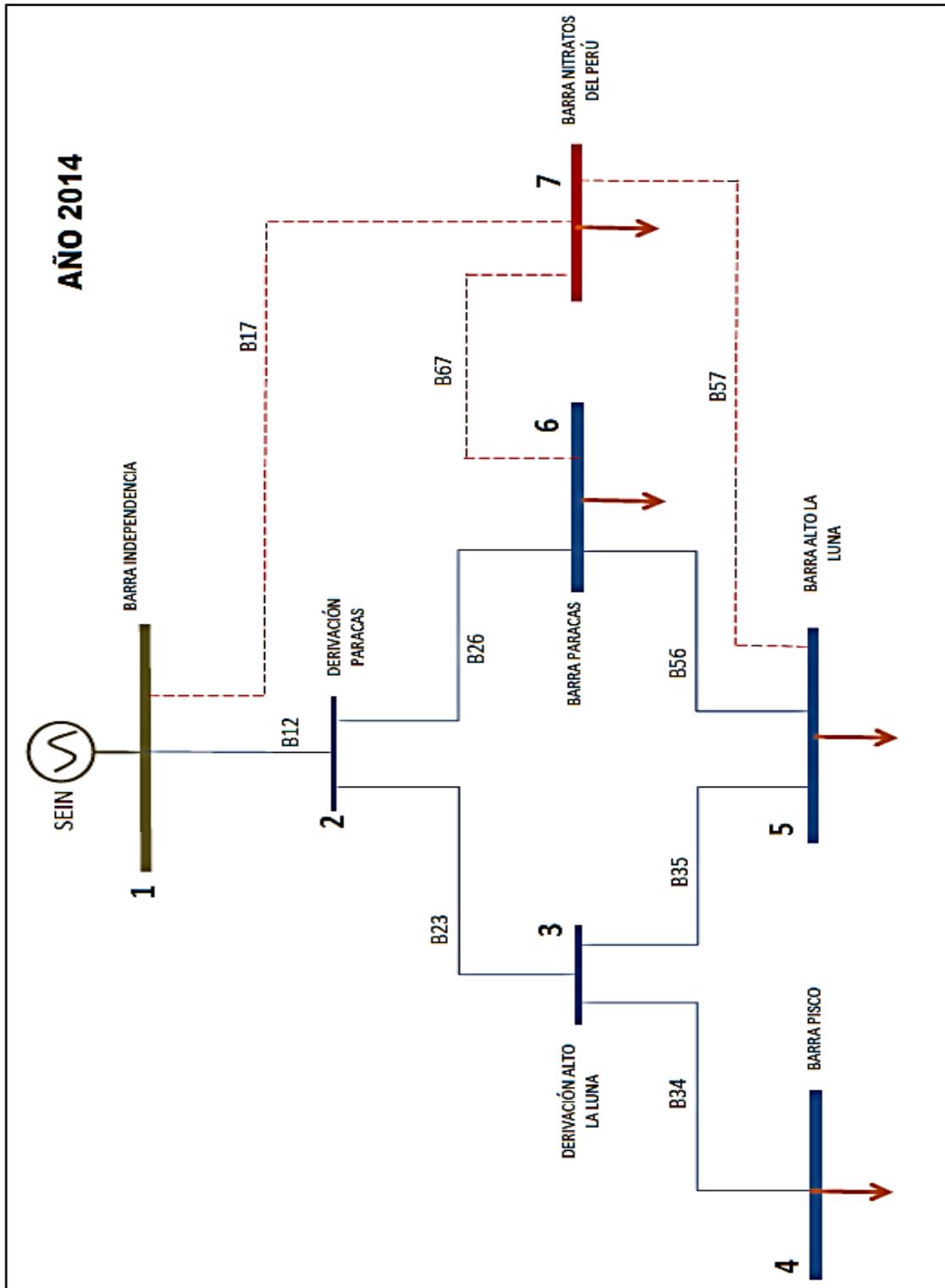


FIGURA 4.2: DIAGRAMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO 2014. ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ.



**TABLA 4.8**

**VALORES USADOS EN LA APLICACIÓN DEL ALGORITMO DE SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO DE TRANSMISIÓN**

LINEAS DE ELD EN 60 kV		NODO i	NODO j	Parámetros existentes y proyectados					Parámetros de las alternativas					Factor de Costo
				LONG.	X actual	B actual	Max Pot	Øij	LONG.	X futuro	B futuro	Max Pot	Øij	
				km	Ω	p.u.	p.u.	p.u.	km	Ω	p.u.	p.u.	p.u.	
S.E. INDEPEND.	DERIV. PARAC	1	2	24,8	5,803	12,346	1,4	0,1134						
DERIV. PARAC	DERIV. ALTO LUNA	2	3	7,3	3,416	21,277	0,7	0,0329						
DERIV. PARAC	S.E. PARACAS	2	6	12,5	5,85	12,346	0,6	0,0486						
DERIV. ALTO LUNA	S.E. ALTO LUNA	3	4	1,5	0,702	100	0,6	0,006						
DERIV. ALTO LUNA	S.E. PISCO	3	5	2,5	1,17	62,5	0,6	0,0096						
S.E. ALTO LA LUNA	S.E. PARACAS	5	6	15	0.468	10.204	0.60	0.0588						
S.E. ALTO LUNA	S.E. NITPER	5	7						11,5	5,382	13,333	0,6	0,0450	3,29
S.E. PARACAS	S.E. NITPER	6	7						3,5	1,638	43,478	0,6	0,0138	1,00
S.E. INDEPEND.	S.E. NITPER	1	7						32	14,976	4,808	0,6	0,1248	9,14

NOTA: LT 60kV Alto La Luna - Paracas entra en operación el 2014

En la Tabla 4.8 se muestran los valores en p.u. de la susceptancia, capacidad máxima de transmisión de las líneas existentes al año 2013 y la línea Alto la Luna-Paracas proyectada para el 2014. En la columna final se observa el factor de costo aplicado a cada alternativa para representar el costo de inversión.

La Matriz de Susceptancias para el Sistema de Transmisión objeto de nuestro estudio se calcula de la siguiente forma:

$$B = \begin{bmatrix} -(B_{12} + B_{13} + \dots + B_{17}) & \dots & \dots & B_{17} \\ B_{21} & \dots & \dots & B_{27} \\ B_{31} & \dots & \dots & B_{37} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ B_{71} & \dots & \dots & -(B_{71} + B_{72} + \dots + B_{76}) \end{bmatrix}$$

Los valores de la diagonal son la suma de las susceptancias de las líneas que llegan a las barras 1, 2, 3 ... 7. Los valores de las filas (i) y columnas (j) son las susceptancias de las líneas entre las barras ij.

#### **4.4.1 Resultados del Algoritmo Villasana-Garver para el año 2013**

La metodología de aplicación del algoritmo heurístico Villasana-Garver fue descrita al inicio del capítulo. Como primer paso del modelamiento matemático obtenemos matriz de susceptancias para la configuración base y definimos las restricciones para las líneas existentes y las adiciones.

**MATRIZ DE SUSCEPTANCIA PARA LA CONFIGURACIÓN BASE**

**AÑO 2013**

<b>-12,346</b>	12,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12,346	<b>-45,969</b>	21,277	0,000	0,000	12,346	0,000
0,000	21,277	<b>-183,777</b>	100,000	62,500	0,000	0,000
0,000	0,000	100,000	<b>-100,000</b>	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	62,500	0,000	<b>-62,500</b>	0,000	0,000
0,000	12,346	0,000	0,000	0,000	<b>-12,346</b>	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>

La matriz de susceptancias tiene 7 filas y 7 columnas, que corresponden al número de barras en la configuración base.

En la tabla 4.9 se muestran los valores de demanda que serán empleados en el algoritmo tanto para el año 2013 como para el 2014. Debe notarse el crecimiento en todas las demás demandas menos en Nitratos que se mantiene constante hasta el 2022.

TABLA 4.9 DEMANDA EN BARRAS 60 KV DEL SIST. ELECT. PISCO (P.U.)				
BARRA	AÑO DE EVALUACIÓN DE LA DEMANDA			
i	2012	2013	2014	2015
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,26	<b>0,34</b>	<b>0,36</b>	0,37
5	0,26	<b>0,28</b>	<b>0,31</b>	0,33
6	0,41	<b>0,42</b>	<b>0,44</b>	0,46
7	0,00	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	0,12

Las restricciones del algoritmo serán las siguientes:

En la configuración base, para la barra 7 (S.E. Nitratos Perú) el valor mínimo aceptado de la tensión es 0,95 p.u. Para la barra 1 (S.E. Independencia) por ser la barra de referencia el valor mínimo es 1 p.u y el máximo es 1,05 p.u.. En todas las demás barras el mínimo aceptado es 0,92 p.u. dadas las condiciones actuales de operación del Sistema Eléctrico Pisco. El máximo aceptado de estas barras es 1,05 p.u.

Para todos las adiciones la máxima capacidad de transmisión es 0,6 p.u equivalente a 30 MVA. En la barra de referencia la generación es infinita, para la variable [g] el mínimo es 1 p.u y su máximo valor es 5 p.u. La suma de todas las demandas deberá ser igual a la generación en la barra independencia.

Ingresamos todos los valores al programa **OpTraNitPer.m** ejecutable en MATLAB y obtenemos el siguiente resultado:

-----Tensión en las barras (p.u.) -----

a1= 1,050

a2= 0,964

a3= 0,934

a4= 0,931

a5= 0,930

a6= 0,927

a7= 0,950

-----Flujo de potencia en líneas nuevas (p.u.) -----

f57= 0,000

f67= 0,030

f17= 0,089

-----Flujo de potencia en líneas existentes (p.u.) -----

f012= 1,07

f023= 0,62

f026= 0,45

f034= 0,34

f035= 0,28

-----Generación en barras (p.u.) -----

g1= 1,16

-----ALTERNATIVA DE MÍNIMO COSTO-----

Alternativa= 3

### **CONEXIÓN A LA BARRA 1: SUBESTACIÓN INDEPENDENCIA**

Los detalles de la codificación del programa y los resultados completos se muestran en el Anexo C.

Para garantizar que la adición seleccionada conforma nuestra "Red Meta" actualizamos la Matriz de susceptancias y volvemos a ejecutar el programa **OpTraNitPer.m.**

El resultado de la segunda iteración es el siguiente:

-----Tensión en las barras (p.u.)-----

a1= 1,050

a2= 0,966

a3= 0,937

a4= 0,933

a5= 0,932

a6= 0,932

a7= 1,025

-----Flujo de potencia en líneas existentes (p.u.)-----

f012= 1,04

f023= 0,62

f026= 0,42

f034= 0,34

f035= 0,28

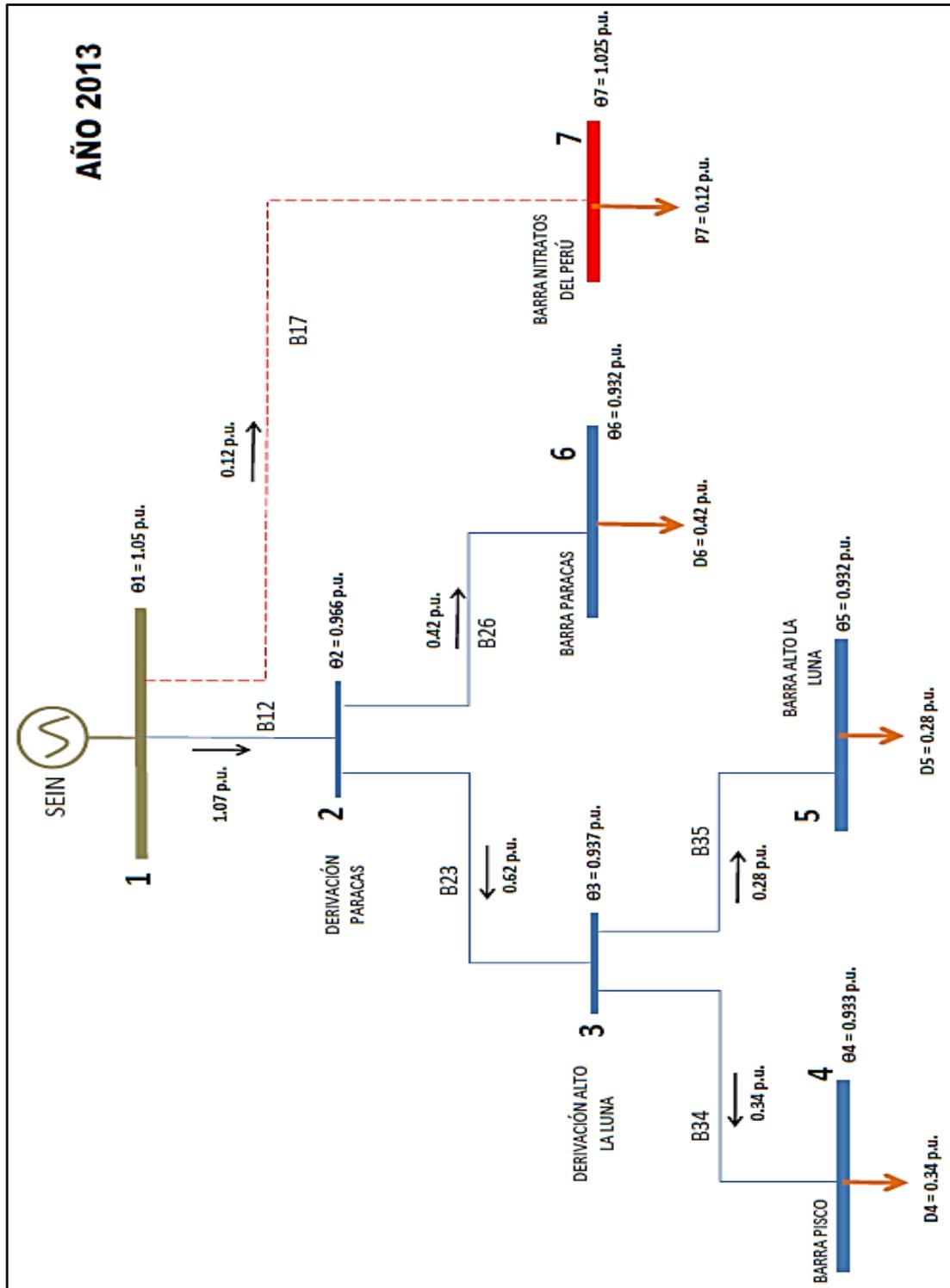
f017= 0,12

-----Generación en barras (p.u.)-----

g1= 1,16

-----NO SE NECESITAN MÁS ADICIONES-----

FIGURA 4.3: RESULTADO DEL ALGORITMO VILLASANA-GARVER. ALTERNATIVA ÓPTIMA DE CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ EN EL AÑO 2013.



#### 4.4.2 Resultados del Algoritmo Villasana-Garver para el año 2014

Luego del modelamiento matemático obtenemos matriz de susceptancias para la configuración base y definimos las restricciones para las líneas existentes y las adiciones.

##### MATRIZ DE SUSCEPTANCIA PARA LA CONFIGURACIÓN BASE

AÑO 2014

<b>-12,346</b>	12,346	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12,346	<b>-45,969</b>	21,277	0,000	0,000	12,346	0,000
0,000	21,277	<b>-183,777</b>	100,000	62,500	0,000	0,000
0,000	0,000	100,000	<b>-100,000</b>	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	62,500	0,000	<b>-72,704</b>	10,204	0,000
0,000	12,346	0,000	0,000	10,204	<b>-22,550</b>	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>

En la tabla 4.9 se muestran los valores de demanda en por unidad. Para ésta aplicación del algoritmo se utilizan los datos del año 2014:

Las restricciones serán las siguientes:

En la configuración base, para la barra 7 (S.E. Nitratos Perú) el valor mínimo aceptado de la tensión es 0,95 p.u. Para la barra 1 (S.E. Independencia) por ser la barra de referencia el valor mínimo es 1 p.u y el máximo es 1,05 p.u.. En todas las demás barras el mínimo aceptado es 0,92 p.u. dadas las condiciones actuales de operación del Sistema Eléctrico Pisco. El máximo aceptado de estas barras es 1,05 p.u.

Para todos las adiciones la máxima capacidad de transmisión es 0,6 p.u equivalente a 30 MVA. En la barra de referencia la generación es infinita, para la variable [g] el mínimo es 1 p.u y su máximo valor es 5 p.u. La suma de todas las demandas deberá ser igual a la generación en la barra independencia.

Ingresamos todos los valores al programa **OpTraNitPer.m** ejecutable en MATLAB y obtenemos el siguiente resultado:

-----Tensión en las barras (p.u.) -----

a1= 1,050  
a2= 0,958  
a3= 0,926  
a4= 0,922  
a5= 0,921  
a6= 0,920  
a7= 0,950

-----Flujo de potencia en líneas nuevas (p.u.) -----

f57= 0,00

f67= 0,03

f17= 0,09

-----Flujo de potencia en líneas existentes (p.u.) -----

f012= 1,14

f023= 0,68

f026= 0,46

f034= 0,36

f035= 0,32

f056= 0,01

-----Generación en barras (p.u.) -----

g1= 1,23

-----ALTERNATIVA DE MÍNIMO COSTO-----

Alternativa= 3

### **CONEXIÓN A LA BARRA 1: SUBESTACIÓN INDEPENDENCIA**

Los detalles de la codificación del programa y los resultados completos se muestran en el Anexo C.

Al igual que el año anterior, actualizamos la Matriz de susceptancias y volvemos a ejecutar el programa **OpTraNitPer.m**, el resultado es el siguiente:

-----Tensión en las barras (p.u.)-----

a1= 1,005

a2= 0,960

a3= 0,928

a4= 0,925

a5= 0,923

a6= 0,924

a7= 1,025

-----Flujo de potencia en líneas existentes (p.u.)-----

f012= 1,11

f023= 0,67

f026= 0,44

f034= 0,36

f035= 0,31

f056= 0,00

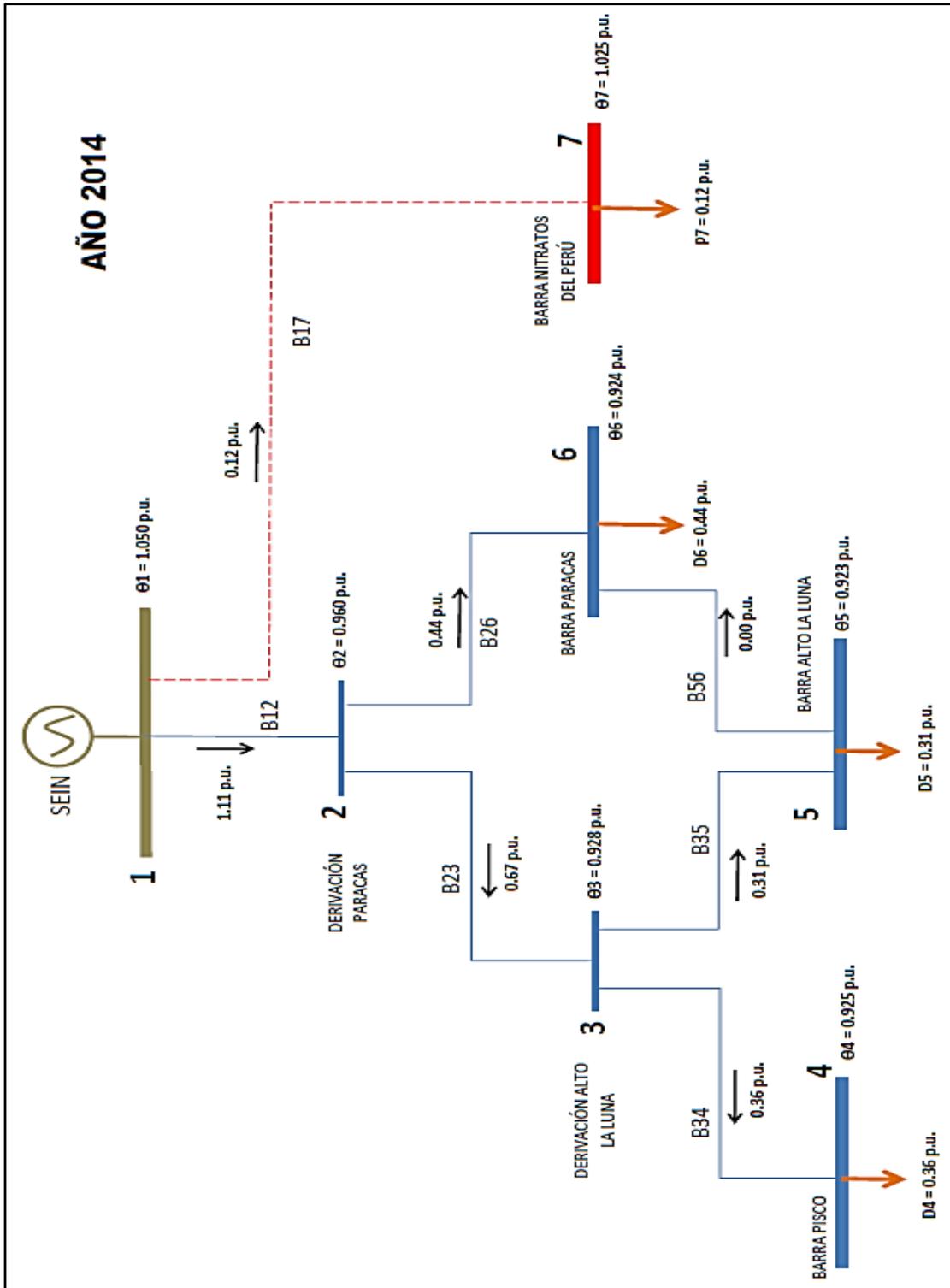
f017= 0,12

-----Generación en barras (p.u.)-----

g1= 1,23

-----NO SE NECESITAN MÁS ADICIONES-----

FIGURA 4.4: RESULTADO DEL ALGORITMO VILLASANA-GARVER. ALTERNATIVA ÓPTIMA DE CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ EN EL AÑO 2014



#### **4.4.3 Alternativa Final Seleccionada**

Del resultado del programa OpTraNitPer.m que utiliza el Algoritmo Heurístico Villasana-Garver para resolver el problema de planificación de sistemas de transmisión se concluye que:

La Configuración Óptima del Sistema de Transmisión para alimentar la Planta Nitratos del Perú en base a las alternativas factibles en el Sistema Eléctrico existente en el área de Demanda N°8 es

<b>Alternativa 3: Conexión a la barra en 60 kV de la S.E. independencia</b>	
Longitud:	32 km
Ternas:	1
Formación:	Vertical - Triangular
Conductor:	AAAC
Sección:	120 mm <sup>2</sup>
Estructuras:	Poste de concreto 18 m.

El resultado obtenido demuestra que la configuración del Sistema Eléctrico actual y previsto para el año próximo 2014, no garantizan la atención de la carga Nitratos del Perú cumpliendo con los niveles de calidad exigidos por la NTCSE.

Validaremos la solución encontrada al comparar los resultados obtenidos con el resultado del flujo de potencia para el Sistema Eléctrico Pisco en los años 2013 y 2014.

#### 4.5 VALIDACIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN

El programa computacional OpTraNitper.m creado en MATLAB R2010, resuelve el problema de planificación de sistemas de transmisión utilizando el modelo híbrido-lineal y aplicando el algoritmo Villasana-Garver. Para validar su correcta codificación es usual ejecutar el programa para resolver sistemas de prueba estándar ampliamente conocidos en la literatura especializada en algoritmos de optimización. Los sistemas más utilizados son: el sistema de Garver de 6 barras, el sistema IEEE de 24 barras, y el sistema Sur Brasileño de 46 barras.

En el presente trabajo no se pretende profundizar sobre ésta metodología de validación, por eso se utilizará el software NEPLAN V5.44 para ejecutar un análisis de flujo de potencia con los parámetros reales los elementos que conforman el Sistema Eléctrico Pisco. Los datos de demanda corresponden a la Potencia coincidente con la Máxima Demanda del Sistema obtenidos en el Capítulo III. Los resultados completos se ven graficados en el Anexo C. Como resumen se muestran las tablas 4.9 y 4.10

<b>TABLA 4.10 COMPARATIVO DE RESULTADOS OBTENIDOS TENSIÓN EN BARRAS 60 KV SISTEMA ELÉCTRICO PISCO AÑO 2013</b>				
<b>BARRA</b>	<b>OpTraNitper.m</b>		<b>NEPLAN V5.44</b>	
	<b>KV</b>	<b>(p.u.)</b>	<b>KV</b>	<b>(%)</b>
INDEPENDENCIA	63,00	1,050	62,26	103,77
PISCO	55,98	0,933	53,71	89,52
ALTO LA LUNA	55,92	0,932	53,69	89,48
PARACAS	55,92	0,932	55,40	92,50
NITRATOS PERÚ	61,50	1,025	60,73	101,22

<b>TABLA 4.11 COMPARATIVO DE RESULTADOS OBTENIDOS</b>				
<b>TENSIÓN EN BARRAS 60 KV</b>				
<b>SISTEMA ELÉCTRICO PISCO AÑO 2014</b>				
<b>BARRA</b>	<b>OpTraNitper.m</b>		<b>NEPLAN V5.44</b>	
	<b>KV</b>	<b>(p.u.)</b>	<b>KV</b>	<b>(%)</b>
INDEPENDENCIA	63,00	1,050	62,29	103,82
PISCO	55,50	0,925	54,27	90,45
ALTO LA LUNA	55,38	0,923	54,29	90,49
PARACAS	55,44	0,924	55,80	91,33
NITRATOS PERÚ	61,25	1,025	62,13	101,29

Los valores de la tensión a nivel de barras 60 kV en ambos casos son similares. El software NEPLAN tiene una mayor precisión y exactitud en los cálculos para determinar el flujo de potencia y la tensión en barras, sin embargo, el OpTraNitPer.m obtuvo valores muy cercanos y razonables demostrando su validez.

Resalta el nivel de tensión en la barra Paracas, su valor determinado por los dos métodos no alcanza el 95% de la tensión nominal para los años 2013 y 2014. A excepción de la barra Independencia, las barras Pisco y Alto la Luna tampoco superan el 95% de la tensión nominal, lo cual es un claro indicador del incumplimiento de la NTCSE referente a la Calidad del Producto.

Del análisis de resultados se puede afirmar que, con la configuración actual del sistema, la barra Paracas 60 kV no garantiza el cumplimiento de las restricciones técnicas consideradas en los criterios de selección de la alternativa óptima, en consecuencia se justifica que la barra Independencia sea el punto de alimentación apropiado para la carga Nitratos del Perú.

#### 4.6 TRAZO DE RUTA DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

La alternativa óptima de configuración del Sistema Eléctrico de Transmisión de Nitratos del Perú es la conexión a la barra 60 kV de la subestación Independencia. Para graficar la ubicación geográfica de todas las subestaciones que conforman el Sistema Eléctrico Pisco se utilizará el software de imágenes satelitales Google Earth versión 2010. Emplear éste programa actualmente es más eficiente que emplear los planos a escala 1:100,000 del Instituto Geográfico Nacional. Así, tenemos las siguientes coordenadas de ubicación:

<b>TABLA 4.12 COORDENADAS DE UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES EXISTENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO</b>		
<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>COORDENADAS WGS-84 (APROX.)</b>	
	<b>ESTE</b>	<b>NORTE</b>
INDEPENDENCIA	395278	8483356
PISCO	868966	8485168
ALTO LA LUNA	370879	8483770
PARACAS	365756	8473367
NITRATOS PERÚ	388623	8475452

Finalmente, empleando el Google Earth y ubicando las subestaciones Independencia y Nitratos del Perú, se realiza el trazo de ruta propuesto para la Línea de Transmisión en 60 kV S.E. Independencia – S.E. Nitratos Perú y que podemos apreciar en la siguiente figura:

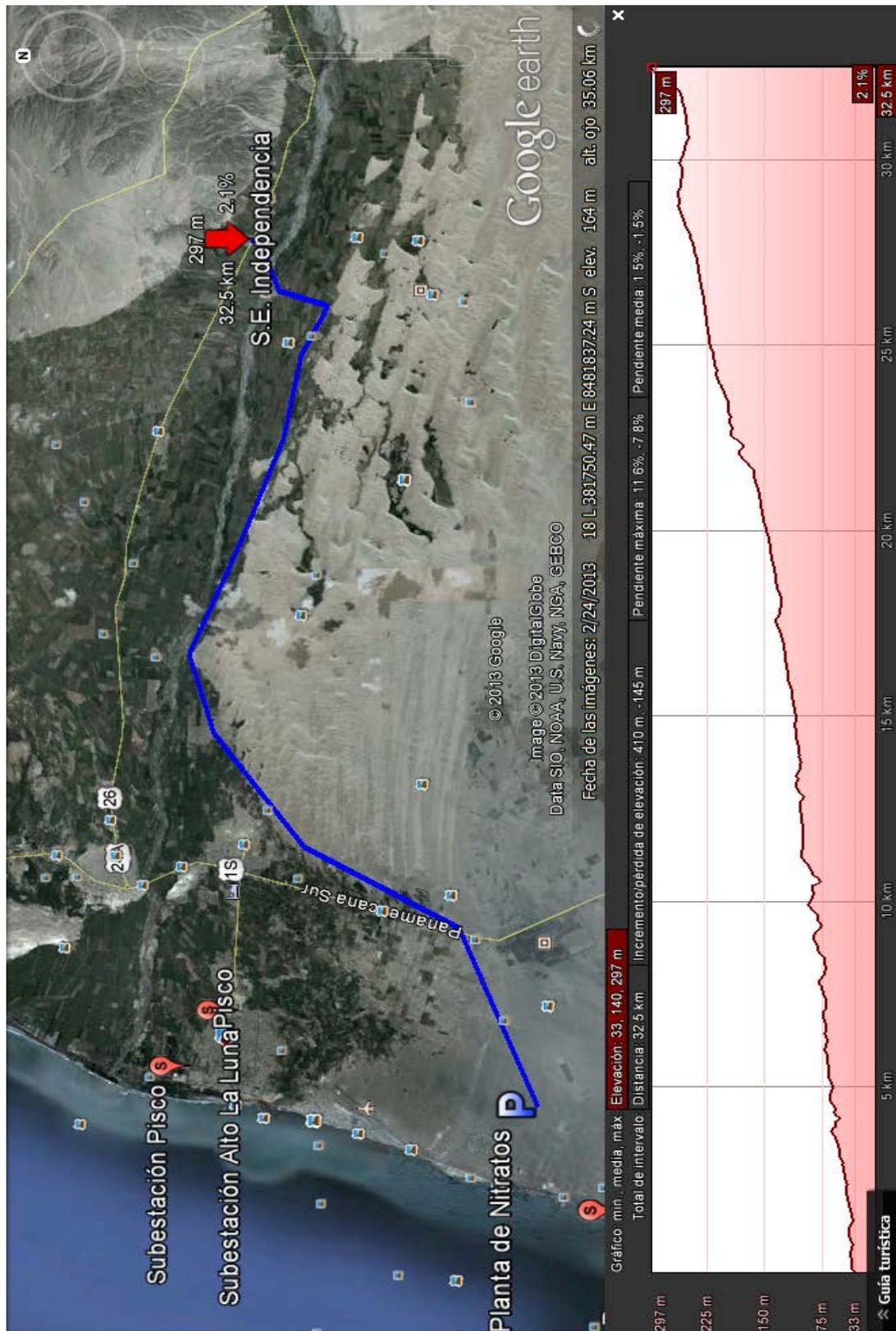


FIGURA 4.5: TRAZO DE RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60 KV  
S.E. INDEPENDENCIA – S.E. NITRATOS PERÚ

El trazo tiene una longitud de aproximadamente 32,5 km y se extiende en la región costa, cruza los distritos de Paracas, San Andrés, Pisco, San Clemente e Independencia. El perfil del terreno que atraviesa la línea también se aprecia en la figura 4.5, la altitud máxima es de 297 m.s.n.m.

La principal dificultad para que Nitratos ejecute la Línea de Transmisión propuesta es su mayor longitud respecto a las otras alternativas. Por consecuencia requiere una mayor inversión, mayores costos de operación y mantenimiento y se encarecen las actividades para la Gestión Ambiental e Imposición de franja de Servidumbre.

A Nitratos del Perú, le favorece en todo aspecto tener como punto de conexión la barra Paracas 60 kV, pero esa solución es aceptable sólo si los niveles de tensión mejoran en todas las barras. Hasta el momento sólo se ha evaluado la configuración del Sistema Eléctrico Pisco para los dos primeros años de operación de la planta. Para completar el análisis de alternativas de configuración se describirá al detalle el Plan de Inversiones Aprobado y se analizará un Plan de Expansión propuesto que optimice la inversión y en consecuencia brinde una mejor solución al problema de Nitratos.

## **CAPÍTULO V**

### **DETERMINACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA ALTERNATIVA ÓPTIMA DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

En el capítulo anterior, se determinó que la mejor alternativa de conexión para la carga de Nitratos del Perú es la barra Independencia en 60 kV. La selección empleando algoritmos heurísticos se realiza sobre la configuración del sistema eléctrico existente y las condiciones de demanda en cada barra para los años 2013 y 2014; sin embargo, esto se debe complementar con la evaluación de las modificaciones que se presentarán en el Sistema durante los años siguientes al de inicio de operaciones de la planta. Con ese objetivo, a continuación se describirán las inversiones en Transmisión planificadas por ElectroDunas en el periodo 2012 - 2022.

Para analizar al detalle el comportamiento del Sistema Eléctrico Pisco durante el horizonte de evaluación se empleará el flujo de potencia mediante la simulación en NEPLAN V5.44. Los parámetros eléctricos de todos los elementos que componen el Sistema de Transmisión y Transformación así como las demandas a nivel de barras en media y alta tensión fueron descritos en los capítulos previos.

## 5.1 CONEXIÓN DE NITRATOS DEL PERÚ AL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO

Nitratos del Perú se encuentra geográficamente más cerca de la Subestación Paracas, convirtiéndola en la alternativa que requiere menor costo de inversión. En el Plan de Inversiones en Transmisión Aprobado, es precisamente la barra Paracas 60kV el punto de conexión asignado para alimentar la carga de la planta petroquímica. Esto beneficia a Nitratos dado que sólo necesitará construir y operar una línea de poco más de 3 km.

En la figura 5.1 se muestra la ubicación de Nitratos del Perú en el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Pisco para el año 2013 de acuerdo al Plan Aprobado. En la misma figura se aprecia que toda la demanda del Sistema Eléctrico Pisco es actualmente abastecida a través de la Línea Independencia-Derivación Paracas, doble terna, en 60kV. Según el Plan Aprobado, en el año 2013, cuando se espera ingrese Nitratos, no se tiene prevista la adición de alguna línea de transmisión en el Sistema.

Para el año 2014, fecha más probable de ingreso de la carga, se tiene planificado adicionar la línea en 60kV Alto la Luna – Paracas. Posteriormente la configuración del Sistema será modificada al adicionar líneas en 60kV que serán descritas más adelante. La adición del 2014 es la primera inversión destinada a garantizar la confiabilidad n-1 y n-2 del Sistema y particularmente de la barra Paracas 60kV<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Criterio de Confiabilidad: Se considerará redundancia bajo el criterio N-1 para los sistemas eléctricos en AT que atiendan demanda superior a los 30 MW.*

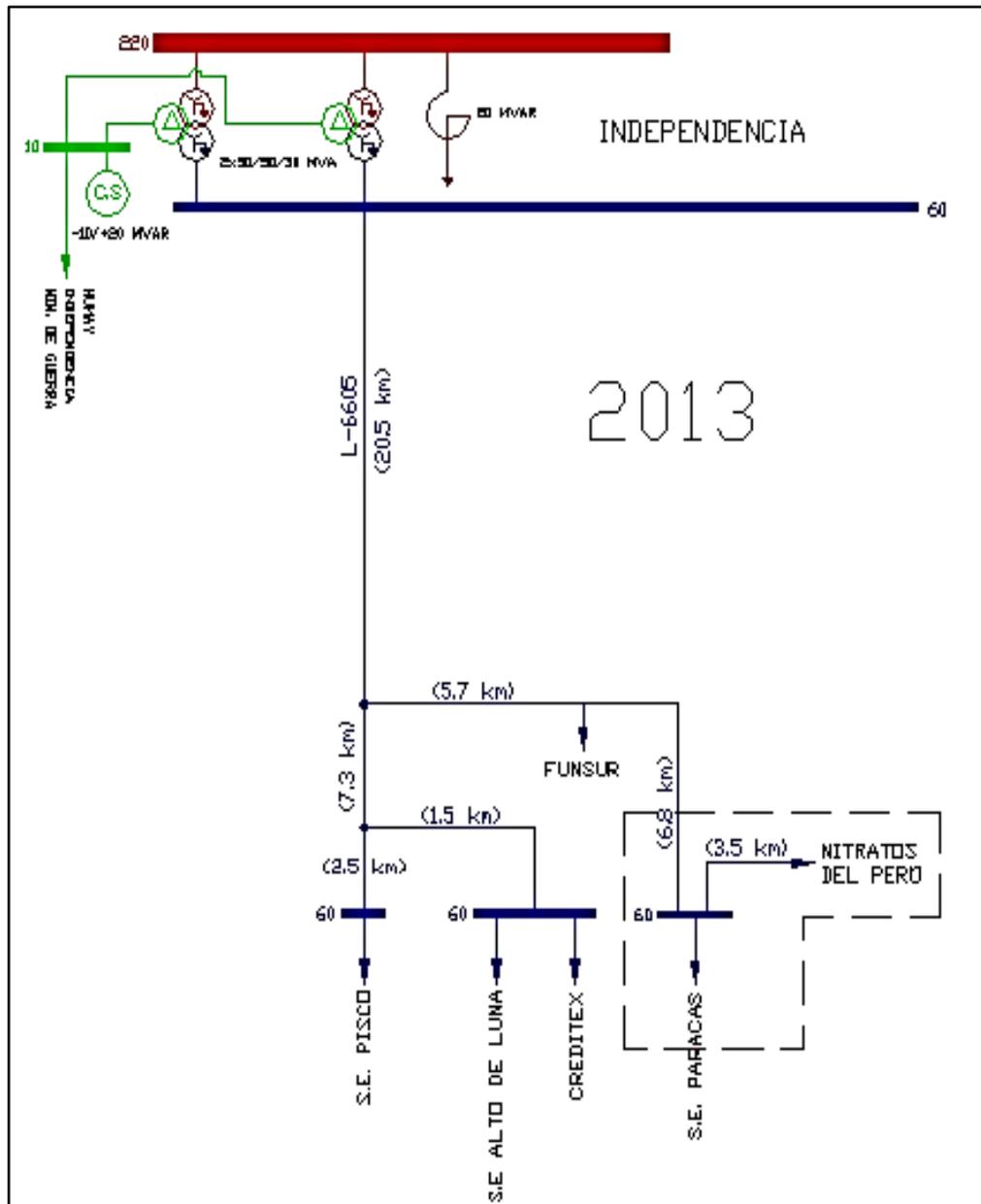


FIGURA 5.1 CONEXIÓN DE LA CARGA NITRATOS DEL PERÚ A LA BARRA PARACAS 60kV

La solución aprobada para la conexión de Nitratos del Perú cumple con ser la alternativa de menor costo de inversión, pero el algoritmo aplicado la descarta por no satisfacer las restricciones técnicas referentes a la Calidad del Producto como lo exige la Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

## **5.2 REFORZAMIENTO Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

### **5.2.1 Plan de Inversiones Aprobado**

En el Sistema Eléctrico Pisco (S.E.P.) se realizarán reforzamientos y modificaciones durante el horizonte de evaluación. Estas obras, forman parte del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 que ejecutará ELECTRODUNAS (ELD) entre los años que abarca el periodo de regulación y que la misma empresa distribuidora amplía hasta el 2022.

Conforme al Procedimiento de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017, en noviembre de 2011 ELECTRODUNAS presentó su Propuesta de Inversiones a OSINERGMIN, quien evaluó y determinó algunas observaciones relevantes. A inicios del año 2012 ELD presentó su absolución de observaciones.

Con Resolución OSINERGMIN N° 065-2012-OS/CD del 11 de Abril del 2012, se publicó el Proyecto de Resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión. El Concesionario presentó sus opiniones y sugerencias a dicho proyecto de resolución para que sean consideradas por el Regulador.

Con Resolución OSINERGMIN N° 151-2012-OS/CD del 21 de Julio del 2012, se aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión donde se determinan las obras que ELD deberá ejecutar durante el periodo 2013-2017. La Concesionaria utilizó su derecho especificado por Norma y presentó los Recursos de Reconsideración donde expuso argumentos técnicos y legales para que se

modifique el Plan de Inversiones aprobado. Finalmente con Resolución OSINERGMIN N° 213-2012-OS/CD del 24 de Setiembre del 2012, se resolvieron los Recursos de Reconsideración y quedo finalmente determinado el plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 que se aprecia en la Tabla 5.1.

<b>TABLA 5.1 PLAN DE INVERSIONES DE ELECTRODUNAS APROBADO POR OSINERGMIN</b>				
<b>PERIODO 2013 - 2017</b>				
<b>SISTEMA ELÉCTRICO PISCO</b>				
<b>AÑO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>INSTALACIÓN A LA QUE PERTENECE</b>	<b>TENSIÓN kV</b>	<b>TOTAL</b>
				<b>INVERSION</b>
				<b>US\$</b>
2012	Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV, 40/40/25 MVA	SET ALTO LA LUNA	60	1 091 801,00
2013	Transformador de Potencia 60/22.9/10 kV, 40/40/25 MVA	SET PARACAS	60	1 088 873,00
2014	Celda de Línea	SET ALTO LA LUNA	60	151 206,00
2014	Celda de Línea	SET PARACAS	60	150 800,00
2014	Línea de Transmisión SE Alto la Luna - S.E. Paracas	SIST. ELECT. PISCO	60	1 167 344,00
2014	Celda de compensación reactiva	SET PARACAS	10	30 039,00
2014	Compensación 10 kV, 3 MVar	SET PARACAS	10	64 946,00
2015	Celda de Transformador	SET ALTO LA LUNA	60	54 061,00
2015	Celda de Medición	SET ALTO LA LUNA	60	22 369,00
2015	Celda de Alimentador	SET ALTO LA LUNA	60	32 795,00
2015	Línea de Transmisión SE Independencia - SE Alto la Luna	SIST. ELECT. PISCO	60	2 825 239,00
2017	Línea de Transmisión SE Independencia - SE Paracas	SIST. ELECT. PISCO	60	3 304 520,00
<b>TOTAL SISTEMA</b>				<b>9 983 993,00</b>

Como se mencionó al inicio, el período de regulación para el Plan de Inversiones es de cuatro años entre el 2013 – 2017. El cambio de transformador en la S.E. Alto la Luna se planificó para el 2013 pero a solicitud de ELECTRODUNAS se adelantó al 2012 sin excluirlo del Plan Aprobado.

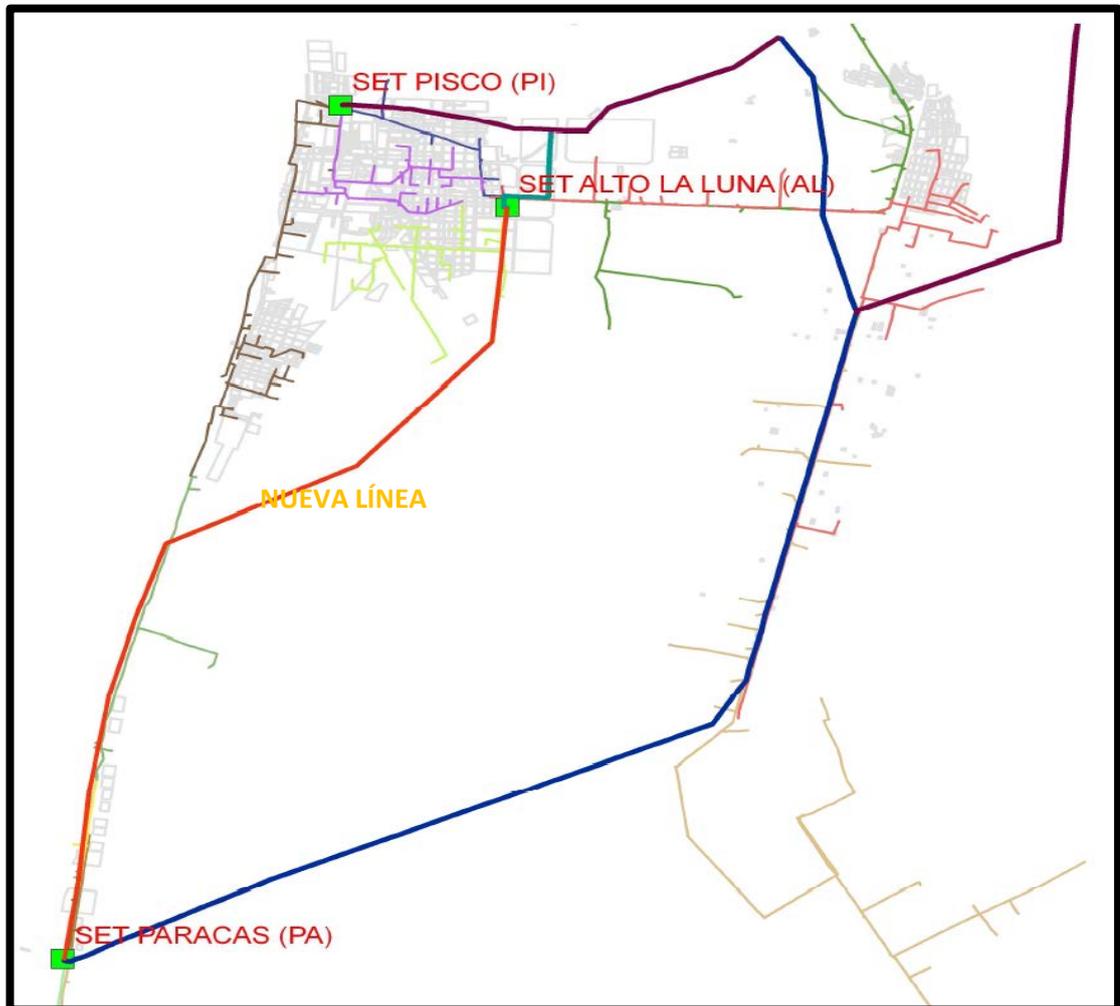
La inversión total planificada para los próximos cuatro años asciende a poco más de 9,98 millones de dólares. Las Normas vigentes exigen que el Plan de Inversiones tenga un alcance no menor de 10 años, es por eso que la evaluación de la planificación se extiende hasta el 2022. OSINERGMIN, en una de sus observaciones, supera éste criterio mencionando que los transformadores deberían ser planificados para 20 años de operación a pesar que la demanda se proyecte para 10 años.

En los años probables de ingreso de la carga Nitratos del Perú sólo se produce una modificación a nivel de Líneas de Transmisión. En la figura 5.2 se pueden observar las líneas en 60 kV existentes y la nueva línea que conectará las Subestaciones Alto la Luna y Paracas en el año 2014.

En la misma figura se aprecian las subestaciones Paracas, Alto la Luna y Pisco. No se ha planificado construir una nueva subestación, pero se mejoran las capacidades de las existentes cambiando transformadores e instalando compensación reactiva. Todas las SETs presentan regulación para mantener la tensión a nivel de media tensión 10 o 22,9 kV entre valores aceptables.

Desde hace muchos años y hasta la fecha, la Línea Independencia-Derivación Paracas es la única alimentación de todo el Sistema Eléctrico Pisco. El

Plan Aprobado, contempla la construcción de 2 nuevas Líneas en 60kV: Independencia – Alto la Luna e Independencia Paracas.



**FIGURA 5.2 DIAGRAMA DE UBICACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES Y PROYECCIÓN DE LA LÍNEA EN 60 KV S.E. ALTO LA LUNA – S.E. PARACAS.**

El Plan no considera un cambio en el nivel de tensión de transmisión, que generaría reducción de las pérdidas que crecen al mismo ritmo que la demanda. En la figura 5.3 se observa la configuración final del Sistema Eléctrico Pisco para el año 2022.

En el Plan Aprobado resalta la inclusión de compensación reactiva en la barra 10 kV de la SET Paracas, con ello se pretende mejorar la calidad de la energía elevando las tensiones en barras 60 kV, sin embargo, esto no significa una solución de largo plazo

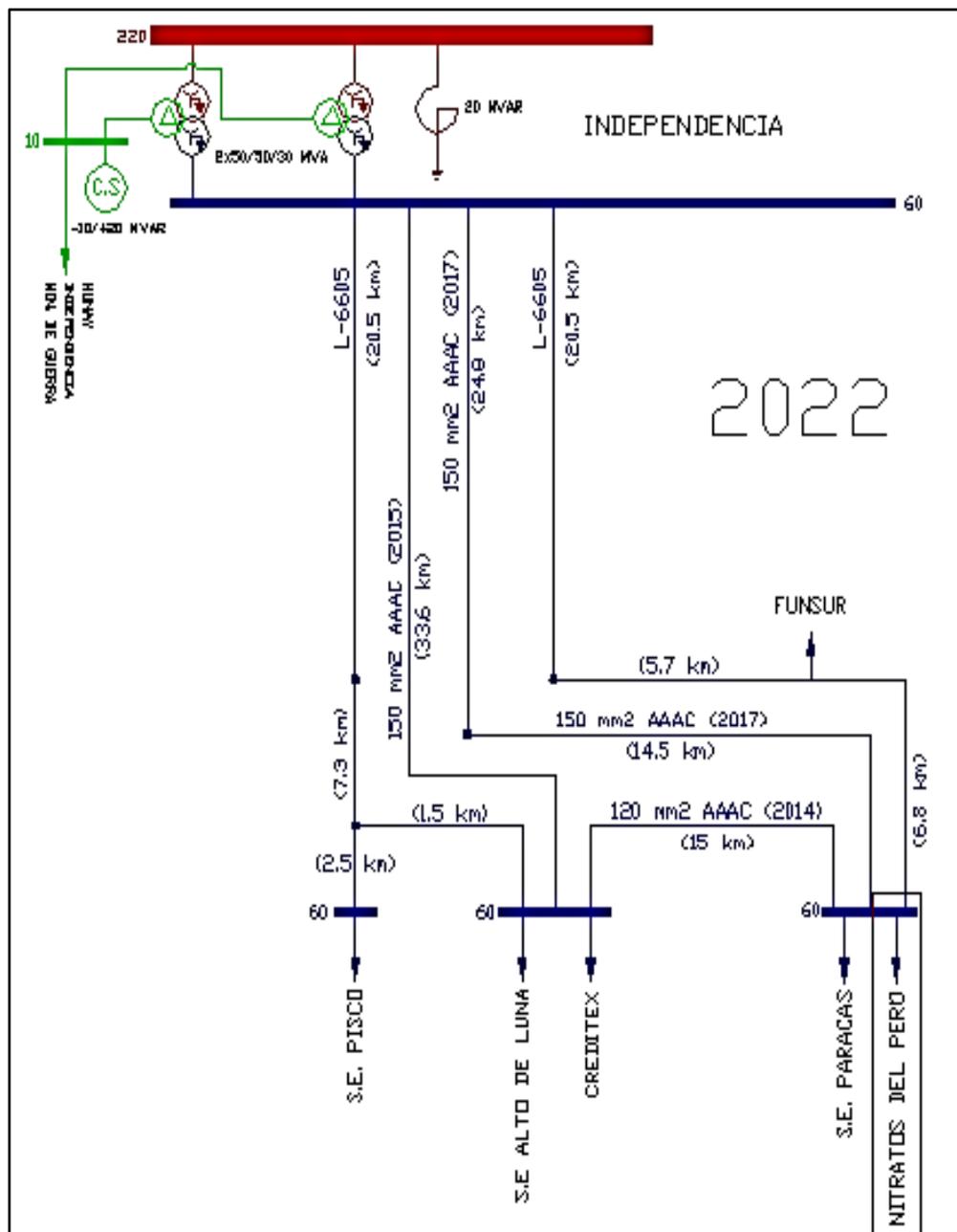


FIGURA 5.3 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO PARA EL AÑO 2022

APROBADA POR OSINERGMIN

### **5.2.2 Análisis del Flujo de Potencia del Plan de Inversiones Aprobado (2012 – 2022)**

En Setiembre del 2012 quedó finalmente determinado el Plan de Inversiones que se describe en el presente trabajo. Para comprobar el beneficio que generan estos refuerzos en el sistema, se realizará un análisis del flujo de potencia para las condiciones de la demanda entre los años 2012 y 2022 usando el software NEPLAN V5.44. Los resultados de la simulación se aprecian gráficamente en el Anexo D.

Los parámetros para evaluar las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Pisco se obtienen de la Norma Tarifas (Res. N° 050-2011-OS/CD). En lo referente a la tensión, la Norma menciona textualmente lo siguiente:

*“Criterio de Calidad. Calidad del Producto: Debe verificarse que los niveles de tensión en las barras de AT y MT, donde se realice la entrega del suministro eléctrico, deben cumplir con las tolerancias que establece la NTCSE; mientras que, en los casos en que no exista entrega de suministro en AT, los límites de los rangos de regulación de tensión de los transformadores AT/MT deben permitir cumplir con los niveles de tensión establecidos en la NTCSE para el suministro eléctrico desde la red de distribución primaria.”*

En el Capítulo 2 se describieron los Criterios Determinísticos de Planificación de nuestro Sistema de Transmisión. Las tolerancias en los valores de tensión son las siguientes:

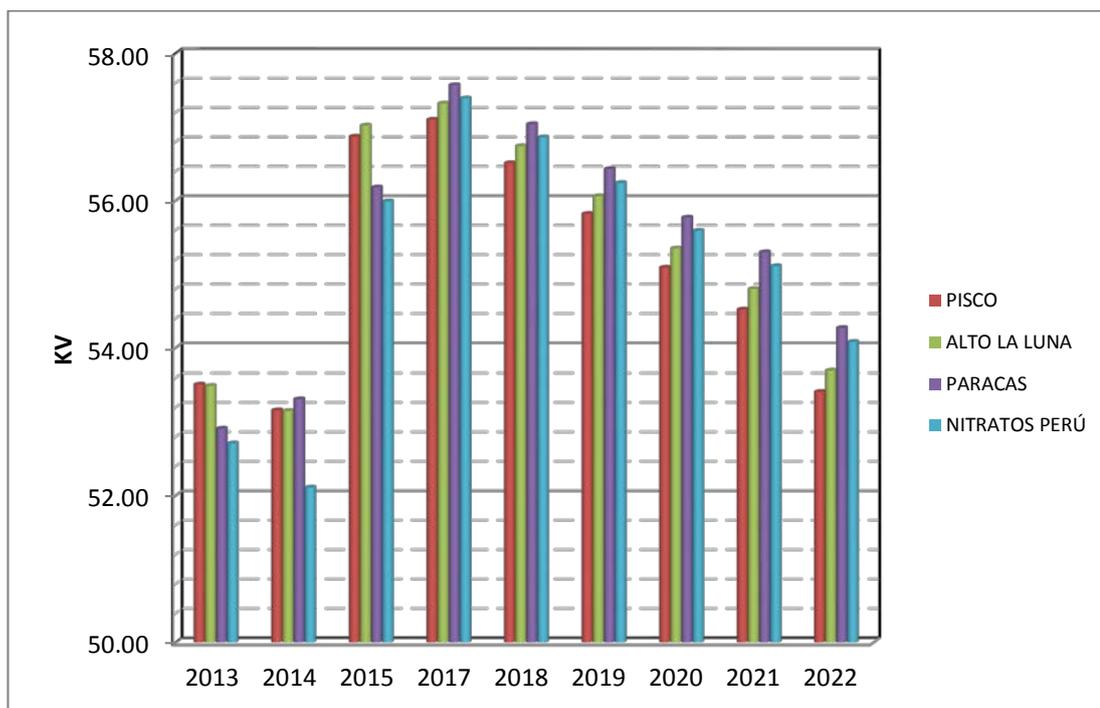
- ✓ *Tensión Estado Normal: 0,95 – 1,05 p.u.*
- ✓ *Tensión Estado Emergencia: 0,90 – 1,05 p.u*

Otro criterio para evaluar las líneas de transmisión adicionales es el referente a la máxima sobrecarga permisible:

- ✓ *Máxima sobrecarga en condiciones N-1 de red:*
  - *Líneas: 1,2 p.u. del valor máximo en condiciones normales*
  - *Transformadores: 1,3 p.u. del valor máximo en condiciones normales*

Mediante la simulación con NEPLAN se obtiene el flujo de potencia activa y reactiva, las corrientes y tensiones en todos los elementos y barras del Sistema Eléctrico Pisco. En el Anexo D se aprecian todas las configuraciones del Sistema desde el 2012 al 2022. De todos los resultados que se obtienen, el más importante para evaluar las condiciones de operación del Sistema de transmisión es la tensión a nivel de barras. En la tabla 5.2 se observan las tensiones en las barras 60 kV:

<b>TABLA 5.2 TENSIÓN EN BARRAS 60 KV RESULTADO DEL FLUJO DE POTENCIA PLAN DE INVERSIONES APROBADO</b>									
<b>BARRA 60 KV</b>	<b>TENSIÓN (kV)</b>								
	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
INDEPENDENCIA	62,10	62,14	62,27	62,02	61,79	61,51	61,21	61,09	60,54
PISCO	53,51	53,16	56,87	57,10	56,51	55,82	55,09	54,52	53,41
ALTO LA LUNA	53,49	53,15	57,02	57,32	56,74	56,06	55,35	54,80	53,70
PARACAS	52,91	53,31	56,18	57,57	57,04	56,43	55,77	55,30	54,27
NITRATOS PERÚ	52,71	52,11	55,99	57,39	56,86	56,24	55,59	55,11	54,08



**FIGURA 5.4 TENSION EN BARRAS 60kV DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO.  
CONFIGURACIÓN APROBADA**

En la figura 5.4 se aprecia un gráfico de las tensiones en las barras Paracas, Pisco, Alto la Luna y Nitratos del Perú, éste último se considera conectado a la barra Paracas 60kV desde el año 2013.

En los años 2013 y 2014 los niveles de tensión en todas las barras están muy por debajo del 95% del valor nominal, es decir 57 kV. Se presentan grandes caídas de tensión respecto a la barra Independencia que opera a 62 kV. En el 2013 una terna de la Línea Independencia–Derivación Paracas presenta una ligera sobrecarga, pero en el 2014 a pesar de la nueva línea Alto la Luna-Paracas, la sobrecarga alcanza el 6,6%.

En el 2015, las tensiones mejoran con la presencia de la Línea Independencia-Alto la Luna y no se presenta sobrecarga en las líneas existentes. A pesar de ello, la barra Nitratos Perú no alcanza los 57 kV. En el 2017 la adición de la Línea Independencia-Paracas eleva las tensiones en barras a valores aceptables pero que bordean el 0,95 p.u. A partir de aquí ya no se describen más inversiones en Transmisión, en consecuencia al crecer la demanda los niveles de tensión en barras decaen nuevamente. En el 2022 las tensiones vuelven a tener valores menores a 57kV, llegando al 90% de la tensión nominal.

El Plan de Inversiones está definido para el periodo 2013-2017. El Regulador, establece que el siguiente periodo es 2018-2022 y según lo visto en el Plan vigente, el Sistema Pisco seguirá creciendo en 60 kV y podría incluirse eventualmente una nueva subestación. Las inversiones de los próximos 4 años recuperan la calidad del producto al final del periodo de regulación (2017), lo que conlleva a analizar técnica y económicamente las adiciones planificadas. El método general para comparar alternativas y decidir las características de una nueva Línea de transmisión en la evaluación de la sección óptima de los conductores.

### **5.2.3 Evaluación de la Sección Óptima de los Conductores**

Las nuevas Líneas de Transmisión previstas en el Plan son las siguientes:

- Línea de Transmisión en 60 kV S.E. Alto la Luna – S.E. Paracas (15 km) en el año 2014. Conductor AAAC 120 mm<sup>2</sup>.
- Línea de Transmisión en 60 kV S.E. Independencia a la S.E. Alto la Luna (33,6 km) en el año 2015. Conductor AAAC 150 mm<sup>2</sup>

- Línea de Transmisión en 60 kV S.E. independencia hasta la S.E. Alto la Luna (39,3 km) en el año 2017. Conductor AAAC 150 mm<sup>2</sup>

Se verificará la sección óptima del conductor para las nuevas líneas a partir del 2015 mediante el método del valor presente de flujos de costos totales, cuyos principales componentes son: el costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto joule, y el costo directo de inversión para cada sección del conductor considerada.

No se toma en cuenta la Línea Alto la Luna-Paracas porque el flujo de potencia demuestra que su máximo nivel de carga hasta el 2022 no supera el 40% de su capacidad, su construcción obedece principalmente a satisfacer el criterio de confiabilidad. La selección de la sección óptima se efectúa mediante el siguiente procedimiento:

- ✓ Se obtiene los flujos de carga iniciales y proyectados para un periodo de 10 años en MW. Los valores de potencia para el intervalo 2012-2022 se han determinado en el Capítulo III donde se realiza el análisis de la demanda. Para años posteriores al 2022, se proyecta la demanda atendida por la nueva línea a la tasa de crecimiento del año 2022 y se mantiene constante.
- ✓ Se calculan las pérdidas de potencia y energía para el año base. No se calcularán las pérdidas por efecto corona por considerarse despreciables para la tensión 60 kV y las características de la línea. En el caso de 220 kV se evalúan las pérdidas corona usando la ecuación de Maruvada.

- ✓ Se valorizarán las pérdidas de potencia y energía (Joule), según los precios en la barra Independencia 220 y 60 kV correspondientes al período de regulación y aplicando los factores de pérdidas medias establecidos por el OSINERGMIN.
- ✓ Los costos de pérdidas de potencia y energía por efecto Joule se valorizaron según los precios en barra fijados en Mayo del 2012 mediante Resolución OSINERGMIN N° 196-2012-OS/CD y los factores de pérdidas medias de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD vigente en el periodo 2009 – 2013.
- ✓ Los costos de inversión por kilómetro de las líneas de transmisión en 60 y 220 kV corresponden y a los Módulos Estándar de Inversión de OSINERGMIN actualizados al 2012.
- ✓ Se estiman los costos de las líneas que no se encuentren definidas en los Módulos de Inversión para cada sección del conductor en función a los valores referenciales de otras obras ejecutadas en anteriores procesos regulatorios considerando que a mayor sección, mayores son los requerimientos de los soportes y el número de estructuras.
- ✓ El modelo de evaluación económica que calcula el valor presente (VAN) de los costos de inversión y pérdidas en la línea durante el horizonte de evaluación, utiliza los siguientes parámetros: Flujo de potencia inicial (demanda máxima en MW), Potencia máxima en la línea, factor de potencia, tasa de crecimiento del flujo de potencia, precio en barra de la energía en

horas punta y fuera de punta, precio de la potencia en barra, parámetros eléctricos del conductor, inversión inicial de la línea, etc.

- ✓ La comparación económica se efectúa según el método del valor presente del flujo de costos totales: inversión + pérdidas = valor de las instalaciones, para el periodo indicado a una tasa del 12% anual.

En el Anexo E se muestran los cálculos y resultados de la evaluación económica. Se consideraron conductores AAAC entre 120 a 500 mm<sup>2</sup> para la tensión 60 kV, en todos los casos el factor de carga equivalente estimado es de 0,85. En el caso de 220 kV se evalúan conductores ACAR de sección entre 300 y 1000 AWG, simple terna, factor de carga equivalente 0,85.

#### **5.2.3.1 L.T. 60kV Independencia-Alto La Luna (2015)**

La LT Independencia-Alto la Luna entrará en operación el 2015. Para la evaluación se asume que la LT transportará los siguientes valores de potencia y energía:

<b>AÑO</b>	<b>P (MW)</b>	<b>E (MWh)</b>
<b>2015</b>	18,24	135827,8
<b>2016</b>	19,16	142681,0
<b>2017</b>	18,12	134945,2
<b>2018</b>	19,05	141824,3
<b>2019</b>	20,02	149032,4
<b>2020</b>	21,02	156551,0
<b>2021</b>	22,07	164361,6

<b>2022</b>	23,16	172445,6
<b>2023</b>	24,30	180927,3
<b>2024</b>	25,49	189826,0

En un horizonte de 10 años (2015-2024) el resultado de la evaluación se aprecia en la Tabla 5.3:

<b>TABLA 5.3 SECCIÓN ÓPTIMA DEL CONDUCTOR PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. INDEPENDENCIA – S.E. ALTO LA LUNA 2015 – 2024</b>		
<b>Sección óptima del conductor</b>	<b>185</b>	<b>mm2</b>
Costo de pérdidas por efecto Joule (actualizadas al 12% anual)	54,913	Miles US\$/km
Costo de inversión en Línea de Transmisión	96,186	Miles US\$/km
Longitud total de la línea	33,6	km
Costo Total de la línea de Transmisión	5 076,92	Miles US\$

#### **5.2.3.2 L.T. 60kV Independencia-Paracas (2017)**

La LT Independencia-Paracas entrará en operación el 2017. Para la evaluación se asume que la LT transportará los siguientes valores de potencia y energía:

<b>AÑO</b>	<b>P (MW)</b>	<b>E (MWh)</b>
<b>2017</b>	18,24	135827,8
<b>2018</b>	19,16	142681,0
<b>2019</b>	18,12	134945,2
<b>2020</b>	19,05	141824,3
<b>2021</b>	20,02	149032,4
<b>2022</b>	21,02	156551,0
<b>2023</b>	22,07	164361,6
<b>2024</b>	23,16	172445,6
<b>2025</b>	24,30	180927,3
<b>2026</b>	25,49	189826,0

En un horizonte de 10 años (2017-2026) el resultado de la evaluación se aprecia en la Tabla 5.4:

<b>TABLA 5.4 SECCIÓN ÓPTIMA DEL CONDUCTOR PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. INDEPENDENCIA – S.E. PARACAS 2017 – 2026</b>		
<b>Sección óptima del conductor</b>	<b>185</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>
Costo de pérdidas por efecto Joule (actualizadas al 12% anual)	38,867	Miles US\$/km
Costo de inversión en Línea de Transmisión	94,166	Miles US\$/km
Longitud total de la línea	39,3	km
Costo Total de la línea de Transmisión	5 307,59	Miles US\$

Para las dos líneas OSINERGMIN ha considerado el uso de conductor AAAC de 150 mm<sup>2</sup>. La evaluación para 10 años de operación de cada alternativa arroja secciones óptimas mayores a las planificadas por lo cual su ejecución

generará costos de pérdidas más elevados que se agregarán a los costos de las pérdidas en las líneas existentes.

Para reducir las pérdidas una opción es incrementar la compensación reactiva, pero ésta solución podría no tener el alcance de tiempo deseado. Una alternativa interesante sería elevar el nivel de tensión de transmisión en el Sistema Pisco, adicionando por ejemplo una línea en 220kV.

Modificar la configuración del Sistema para agregar elementos en 220kV, es una idea que forma parte del Plan de Inversiones Aprobado. Específicamente, en los casos de los Sistemas Eléctricos Nazca y Chincha, la evaluación de alternativas revisada y aprobada por OSINERGMIN considera la adición de las Subestaciones Chincha Nueva y Nazca Nueva con sus correspondientes Líneas en 220 kV<sup>2</sup>. Para el Sistema Eléctrico Pisco no se consideró ésta opción en la planificación.

En el presente trabajo se plantea re-evaluar la alternativa de agregar elementos en 220kV, dado que generará mayores beneficios en la calidad del producto y tendría un alcance de tiempo mayor que las inversiones propuestas.

---

<sup>2</sup> Informe Técnico OSINERGMIN N° 0281-2012-GART. Julio 2012.

### **5.3 ALTERNATIVA DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

#### **5.3.1 Adición de elementos en 220 kV**

El Plan de inversiones Aprobado busca resolver el problema generado por el crecimiento de la demanda ampliando la capacidad de las subestaciones y adicionando Líneas en 60 kV.

Del análisis al Plan Aprobado, se puede afirmar que el incremento de la capacidad de Transmisión no es suficiente para garantizar el cumplimiento de la NTCSE durante el horizonte de planeamiento, por eso se plantea una solución alternativa al problema de la planificación del sistema de transmisión.

En el caso de los sistemas eléctricos Nazca y Chincha, OSINERGMIN considera la adición de elementos en 220 kV, como las SETs Chincha Nueva y Nazca Nueva, ambas de 75 MVA, con sus respectivas líneas de transmisión en Alta Tensión.

El sistema Pisco tiene una demanda similar al sistema Chincha, por ello se propone incluir en el plan de Inversiones la adición de una Línea de Transmisión, simple terna, en 220kV, conductor ACAR 400mm<sup>2</sup>, desde la S.E. Independencia hasta la Subestación Nuevo Pisco que estaría equipada con un transformador de 100 MVA, 220/60 kV.



En la figura 5.5 se observa el trazo propuesto para la LT 220kV, ACAR 400mm<sup>2</sup>, Independencia - Nuevo Pisco y la probable ubicación de la SET 100 MVA, 220/60 kV Nuevo Pisco. La longitud de la línea en 220 kV es aproximadamente 25 km, lo cual será considerado para evaluar sus costos de inversión, pérdidas y COyM.

### **5.3.2 Plan de Inversiones Propuesto**

Considerando los elementos en 220 kV, el Plan de Inversiones Propuesto se muestra al detalle en la Tabla 5.5. En el Plan se incluyen las modificaciones a las líneas en 60 kV existentes para que las SETs Pisco y Alto la Luna puedan alimentarse desde Nuevo Pisco.

La inversión del Plan Propuesto asciende a US\$ 11,79 millones, cantidad que es **18,1% mayor** a la aprobada por el OSINERGMIN para el sistema Pisco. Los elementos en 220 kV significan una inversión de US\$ 6,16 millones que representan el 52,3% de la inversión total requerida.

Para sustentar la correcta operación de la alternativa propuesta y la mejora en las tensiones en barras 60 kV emplearemos en análisis del flujo de potencia con el software NEPLAN V5.44, y al igual que la configuración aprobada se mostrarán los resultados en el periodo 2012-2022. Los resultados gráficos del flujo de potencia se muestran en el Anexo D.

**TABLA 5.5 PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO**

**PERIODO 2013 - 2017**

**SISTEMA ELÉCTRICO PISCO**

<b>AÑO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>INSTALACIÓN A LA QUE PERTENECE</b>	<b>TENSIÓN kV</b>	<b>TOTAL INVERSION US\$</b>
2012	Transformador de Potencia 60/229/10 kV 40/20/20 MVA	SET PARACAS	60	1 088 873,00
2013	Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV, 40/20/20 MVA	SET ALTO LA LUNA	60	1 091 801,00
2014	Celda de Línea	SET ALTO LA LUNA	60	151 206,00
2014	Celda de Línea	SET PARACAS	60	150 800,00
2014	Línea de Transmisión SE Alto la Luna - S,E, Paracas (15 km)	SIST, ELECT, PISCO	60	1 167 344,00
2014	Celda de compensación reactiva	SET PARACAS	10	30 039,00
2014	Compensación 10 kV, 5 MVar	SET PARACAS	10	108 243,33
2015	Subestación Nuevo Pisco 220/60 kV, 100 MVA	SET NUEVO PISCO	220	3 820 436,55
2015	Línea de Transmisión SE Independencia - SE Nuevo Pisco 220 kV (25 km)	SIST. ELECT. PISCO	220	2 343 480,65
2015	Modificación de LT Derivac. Pisco - S.E. Alto la Luna. Se convierte en LT S.E. Nuevo Pisco - S.E. Alto la Luna (4 km)	SET ALTO LA LUNA	60	336 337,98
2015	Modificación de LT Derivac. Pisco - S.E. Pisco. Se convierte en LT S.E. Nuevo Pisco - S.E. Pisco (4 km)	SET PISCO	60	336 337,98
2015	Modificación de LT Derivac. Paracas - Derivac. Pisco. Se convierte en LT S.E. Nuevo Pisco - Derivac. Paracas (6 km)	DERIV. PARACAS.	60	504 506,96
2016	Celda de Transformador	SET ALTO LA LUNA	60	54 061,00
2016	Celda de Medición	SET ALTO LA LUNA	60	22 369,00
2016	Celda de Alimentador	SET ALTO LA LUNA	60	32 795,00
2017	Línea de Transmisión SE Alto la Luna - S.E. Nuevo Pisco (6,55 km)	SIST. ELECT. PISCO	60	550 753,33
<b>TOTAL SISTEMA</b>				<b>11 789 384,78</b>

La idea principal al analizar el flujo de potencia, es demostrar que las adiciones en 220kV, a pesar de requerir una mayor inversión, se justifican por los beneficios de corto y mediano plazo como la reducción de pérdidas y la mejora en la calidad de la energía al elevar las tensiones en todas las barras 60 kV.

En el caso de la subestación Nuevo Pisco, su capacidad obedece al crecimiento esperado de la demanda. En el Plan de Inversiones Aprobado para el Sistema Chincha, se ha considerado una subestación de 75 MVA. Al seleccionar una capacidad de transformación mayor se garantiza su adecuada operación durante el horizonte de estudio. Las características generales y el costo de la S.E. Nuevo Pisco, se obtienen de los Módulos Estándar de Inversión de OSINERGMIN vigentes para el año 2012.

Las características de la LT 220 kV Independencia-Nuevo Pisco corresponden a los Módulos Estándar para líneas costeras donde el conductor tipo es ACAR sección mínima 400mm<sup>2</sup> y estructuras de madera o metálicas. Técnicamente se evaluará la sección óptima del conductor de la misma forma que se realizó con las líneas en 60 kV. Los costos de inversión para las diferentes secciones igualmente se toman de los Módulos de Inversión 2012.

### **5.3.2 Sección Óptima del conductor para la L.T. 220kV Independencia-Nuevo Pisco**

Los reforzamientos aprobados por el Regulador se evaluaron para un horizonte de 10 años de operación empleando el método del Valor Presente Neto (VPN). Para la Línea en 220 kV propuesta el horizonte de evaluación será de 20

años. La demanda que abastecería la Línea sería alrededor del 75% de la demanda total del Sistema Pisco, los valores considerados son los siguientes:

<b>AÑO</b>	<b>P (MW)</b>	<b>E (MWh)</b>
<b>2015</b>	45,60	339569,4
<b>2016</b>	47,91	356702,4
<b>2017</b>	50,34	374847,7
<b>2018</b>	52,91	393956,4
<b>2019</b>	55,60	413978,9
<b>2020</b>	58,40	434863,8
<b>2021</b>	61,32	456560,1
<b>2022</b>	64,33	479015,7
<b>2023</b>	67,50	502575,7
<b>2024</b>	70,82	527294,5
<b>2025</b>	74,30	553229,1
<b>2026</b>	77,95	580439,3
<b>2027</b>	81,79	608987,8
<b>2028</b>	85,81	638940,4
<b>2029</b>	90,03	670366,2
<b>2030</b>	94,46	703337,7
<b>2031</b>	99,10	737930,8
<b>2032</b>	103,98	774225,4
<b>2033</b>	109,09	812305,1
<b>2034</b>	114,46	852257,8

En la tabla 5.6 se muestra el resultado de la evaluación de la línea propuesta en 220 kV Independencia-Nuevo Pisco, que entraría en operación el año 2015.

<b>TABLA 5.6 SECCIÓN ÓPTIMA DEL CONDUCTOR PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. INDEPENDENCIA – S.E. NUEVO PISCO 2015 – 2034</b>		
<b>Sección óptima del conductor</b>	<b>600 (304)</b>	<b>AWG (mm<sup>2</sup>)</b>
Costo de pérdidas por efecto Joule (actualizadas)	22,487	Miles US\$/km
Costo de pérdidas por efecto Corona (actualizadas)	1,218	Miles US\$/km
Costo de inversión en Línea de Transmisión	85,399	Miles US\$/km
Longitud total de la línea	25	km
Costo Total de la línea de Transmisión	2 727,58	Miles US\$

La sección óptima calculada es de 307mm<sup>2</sup>, sin embargo, para el Plan Propuesto se optó por 400mm<sup>2</sup> por ser la sección mínima recomendada para éste nivel de tensión, ofrecer mejores tensiones en barras en el largo plazo y tener una capacidad de reserva para futuras cargas.

La presencia de ésta nueva línea descargará la doble terna en 60kV Independencia – Derivación Paracas existente que deberá adaptarse a la nueva configuración. Las modificaciones de las líneas existentes están incluidas en el Plan de inversiones Propuesto. El detalle del cálculo de la sección óptima de todas las líneas en 60 y 220kV evaluadas se muestra en el Anexo E.

Como resumen, los resultados de la evaluación de la sección óptima de los conductores para ambas alternativas se representan mediante curvas superpuestas en la figura 5.6. Aquí también se incluye la evaluación de la LT 60 kV Nuevo Pisco-Alto la Luna que ingresaría el 2017.

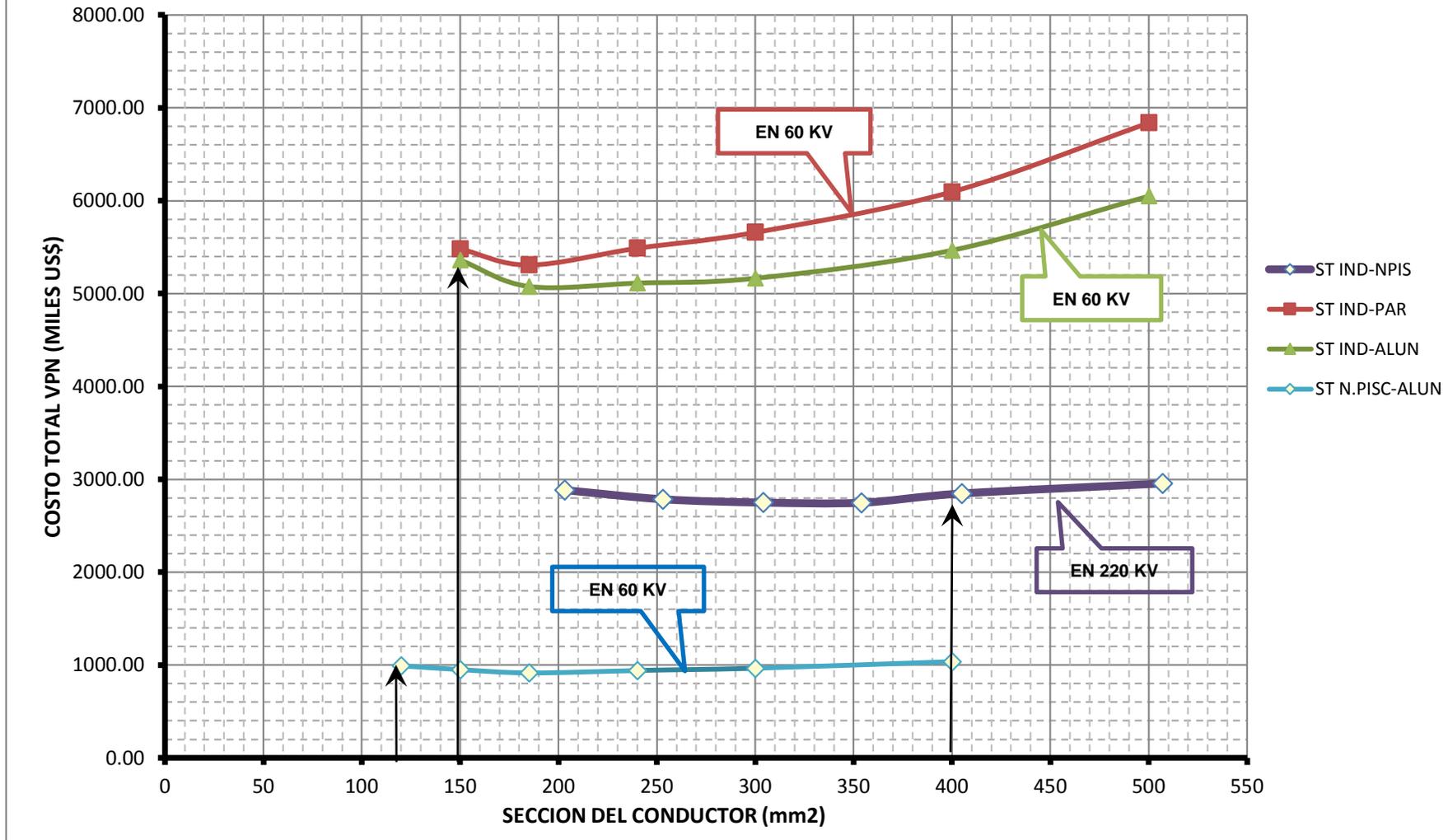
Las flechas verticales indican las alternativas seleccionadas en el Plan Aprobado y el Plan Propuesto. Aquí se muestra la sección seleccionada para la LT 220kV Independencia-Nuevo Pisco. El costo unitario de inversión de ésta línea con conductor ACAR de 400 mm<sup>2</sup> es de 93 739,0 US\$/km, valor considerado en la propuesta.

Las curvas superiores corresponden a las Líneas en 60 kV de 150 mm<sup>2</sup> Independencia-Alto la Luna e Independencia-Paracas. Su costo unitario de inversión es 90 742,0 US\$/km pero su mayor longitud y elevadas pérdidas hacen que el costo total actualizado supere al de la línea en 220kV.

Es oportuno mencionar que en ambas alternativas se han considerado las mismas demandas a nivel de barras 60kV que se mostraron en el Capítulo III y que forman parte del plan Aprobado. La planta Nitratos se mantiene conectada a la barra Paracas 60kV y su carga es constante con un valor de 5,67 MW a nivel de Sistema Eléctrico.

Para comparar el Plan Aprobado con el Plan Propuesto mediante el método del Valor Presente Neto se debe determinar, además del costo total de inversión, el costo de las pérdidas a nivel de todo el Sistema Eléctrico Pisco para traer a su valor presente la suma de ambos costos y determinar la mejor alternativa de configuración para el periodo 2012-2022.

**FIGURA 5.6 VALOR PRESENTE DEL COSTO TOTAL: INVERSIÓN + PÉRDIDAS  
L.T.s DEL PLAN APROBADO Y PLAN PROPUESTO**



### **5.3.3 Análisis del Flujo de Potencia del Plan de Inversiones Propuesto (2012-2022)**

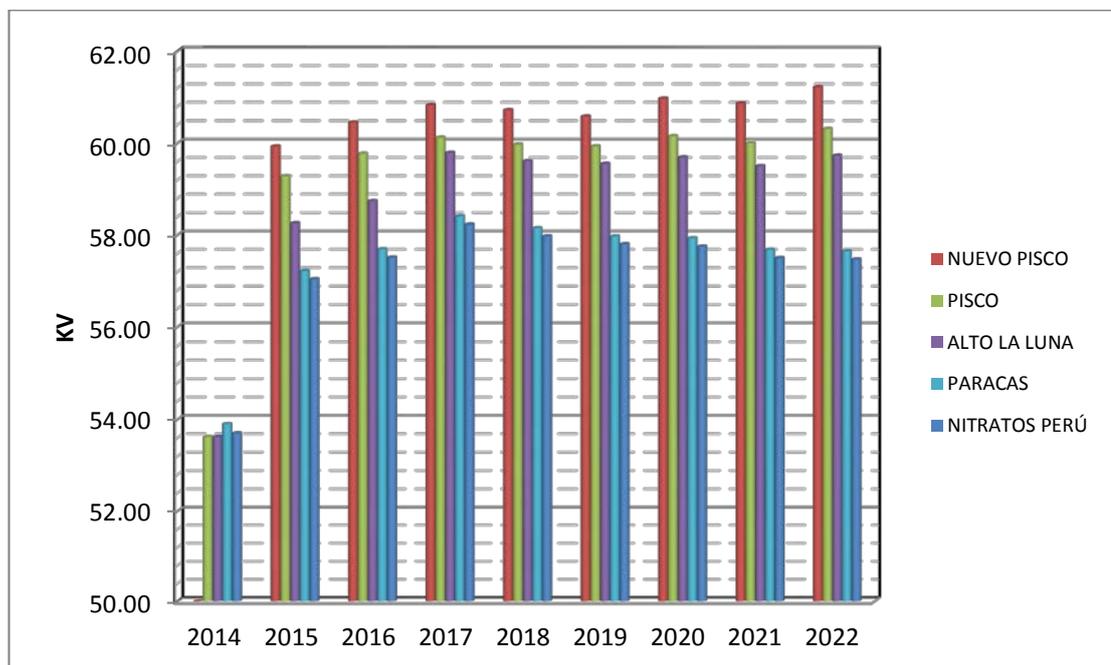
El Plan de Inversiones Propuesto mantiene la mayoría de modificaciones, reforzamientos y adiciones considerados por OSINERGMIN. El procedimiento de evaluación de la nueva configuración requiere el Análisis del Flujo de Potencia. En la propuesta se mantiene la carga de Nitratos del Perú conectada a la barra 60 kV de la S.E. Paracas.

En el Anexo D se aprecian gráficamente los resultados del análisis con NEPLAN V5.44. En ésta configuración la carga de Nitratos del Perú conectada a la S.E. Paracas no genera problemas de sobrecarga y los niveles de tensión se mantienen aceptables como se puede apreciar en la tabla 5.7:

<b>TABLA 5.7 TENSIÓN EN BARRAS 60 kV RESULTADO DEL FLUJO DE POTENCIA PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO</b>									
<b>BARRA</b>	<b>TENSIÓN (kV)</b>								
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
INDEPENDENCIA	62,29	62,59	62,65	62,79	62,71	62,69	62,64	62,69	62,55
NUEVO PISCO	-----	59,93	60,45	60,83	60,72	60,58	60,97	60,87	61,22
PISCO	53,62	59,28	59,77	60,12	59,97	59,93	60,15	60,00	60,31
ALTO LA LUNA	53,62	58,26	58,74	59,79	59,61	59,55	59,69	59,50	59,73
PARACAS	53,90	57,22	57,69	58,41	58,15	57,97	57,93	57,68	57,65
NITRATOS PERÚ	53,70	57,04	57,51	58,23	57,97	57,80	57,75	57,50	57,47

Los resultados del flujo de potencia nos muestran que los valores de tensión en todas las barras tanto de AT como MT se acercan a los valores nominales y como consecuencia las pérdidas en todos los niveles se reducen.

En la figura 5.7 se muestran las tensiones en las barras 60 kV Nuevo Pisco, Pisco, Alto la Luna, Paracas y Nitratos del Perú. Aquí se evidencia que con la adición de la Línea y Subestación en 220 kV se mejoran los niveles de tensión al superar el mínimo de 57kV. Aún sin más adiciones la configuración propuesta es una solución de largo plazo y cumple satisfactoriamente con el periodo de 10 años exigido por norma.



**FIGURA 5.7 TENSIÓN EN BARRAS 60KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO CONFIGURACIÓN PROPUESTA**

Con la configuración propuesta para Nitratos del Perú conectarse la barra Paracas, la más cercana a la planta, es beneficioso en muchos aspectos.

Representa la menor inversión, permite aprovechar la confiabilidad que tendrá todo el sistema con los reforzamientos y adiciones proyectados y, a diferencia del Plan Aprobado, garantiza una adecuada calidad de la energía.

En el año 2022 los niveles de tensión se mantienen aceptables a pesar del crecimiento de la demanda. Si se evaluara la configuración propuesta para algunos años posteriores al 2022, los niveles de tensión serían aceptables y con una mínima inversión se prolongaría el alcance de la solución lo cual demuestra los beneficios de implementar ésta alternativa.

También se puede afirmar que la ampliación del periodo de planificación a un horizonte de 15 o 20 años, permite detectar problemas futuros con la debida anticipación haciendo más efectiva la evaluación. Los planes de Inversión podrían ser de 6 a 8 años de alcance, mayor a los 4 años que actualmente impone OSINERGMIN en su Procedimiento para la Fijación de Tarifas y Compensaciones en el Sistema Secundario y Sistema Complementario de Transmisión. La propuesta de ampliar el horizonte de evaluación es un tema interesante para posteriores investigaciones sobre planificación de Sistemas de Transmisión.

## 5.4 SELECCIÓN DE CONFIGURACIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO

El análisis realizado nos permite concluir que las inversiones que se efectuarán en el Sistema de Transmisión entre los años 2013 y 2017, no garantizan la óptima operación del Sistema para un periodo de planificación de largo plazo.

La “Norma Tarifas” (050-2011-OS/CD) establece que la proyección de la demanda se efectúa para un periodo de 10 años. El Plan de Inversiones evalúa técnica y económicamente diversas alternativas de expansión para determinar la que cumpla con las normas vigentes durante todo el horizonte de estudio y represente el mínimo costo total (Inversión + COyM + Pérdidas).

### 5.4.1 Comparación Económica de los Planes de Inversión

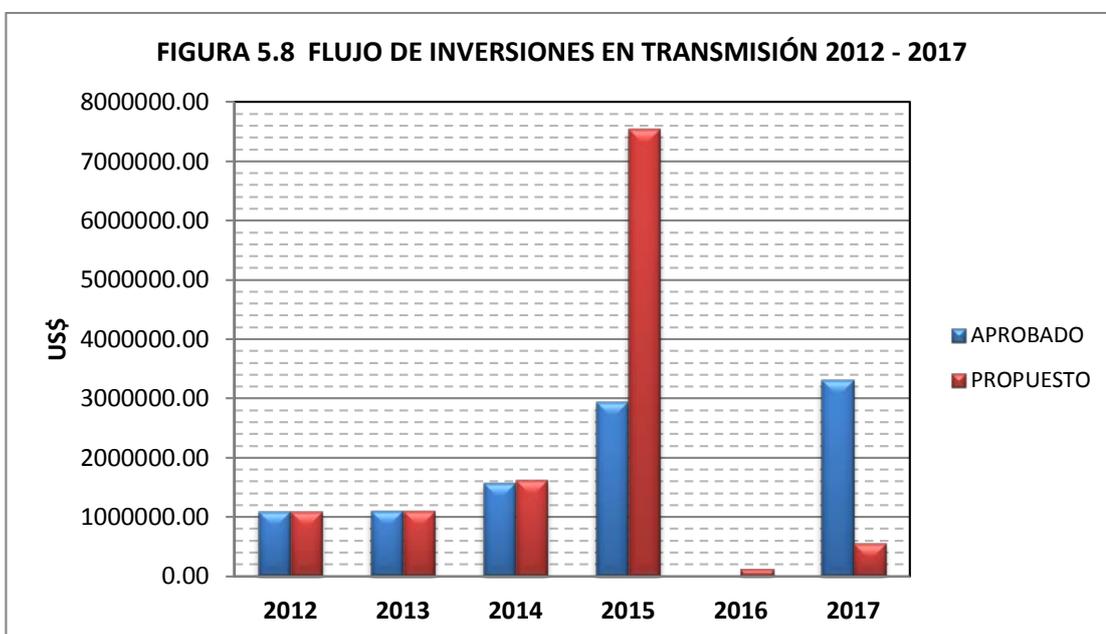
A continuación se aplicará el método del Valor Presente a los Planes de Inversión Aprobado y Propuesto para compararlos y seleccionar el de mínimo costo total.

TABLA 5.8 COMPARACIÓN DE INVERSIONES PERIODO 2013 - 2017	
PLAN DE INVERSIONES	COSTO TOTAL DE LA INVERSIÓN (US\$)
APROBADO POR OSINERGMIN	9 983 993,00
PROPUESTO	11 789 384,78

En la tabla 5.8 se muestra el monto de Inversión del Plan Aprobado y el Plan Propuesto. Estos valores son resultado de la suma simple de los costos de inversión de cada elemento. Los elementos en 60 y 220 kV del Plan Propuesto fueron valorizados en base a los Módulos de Inversión de OSINERGMIN 2012.

La diferencia de costos totales de inversión es de **US\$ 1 805 391** en favor del Plan Aprobado por OSINERGMIN. Para tomar una decisión se deben actualizar los costos de inversión, pérdidas y COyM y comparar ambas alternativas.

En la figura 5.8 se observa el Flujo de inversiones de ambas alternativas. El Plan Propuesto no tiene un flujo uniforme y presenta la desventaja de requerir un monto mucho mayor de inversión en el año 2015, lo que dificulta su ejecución en caso no se disponga de los recursos para esa fecha. Luego de ese máximo la inversión se vuelve mínima mientras que en el Plan Aprobado el flujo alcanza su máximo valor.



La actualización de las inversiones, costo de pérdidas y COyM se realizan al año 2012, a una tasa de descuento del 12% anual. Las pérdidas en las Líneas de Transmisión, se obtienen del flujo de potencia realizado con NEPLAN V5.44 para ambas alternativas.

Para valorizar las pérdidas se emplearon los valores del precio de la potencia y energía en la barra Independencia, establecidos mediante Resolución OSINERGMIN N° 196-2012-OS/CD. A los precios obtenidos se le aplican los factores de pérdidas medias definidos en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD.

Con los precios en barra y los factores de pérdidas, se obtiene el precio de potencia y energía para los niveles de tensión 60 y 220 kV. Al aplicar éste costo a las pérdidas de potencia (MW) y energía (MWh) a nivel de Alta Tensión (AT) y Muy Alta Tensión (MAT), se obtienen los resultados de las tablas 5.9 y 5.10 para cada Plan de Inversiones.

En el caso del Plan Aprobado sólo aparecen Líneas en 60kV (AT) mientras que en el Plan Propuesto se tiene una Línea en 220kV (MAT). No se valorizarán las pérdidas a nivel de Transformación (SETs) porque las subestaciones y las cargas que atienden son las mismas en ambos Planes.

TABLA 5.9 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO		
PLAN DE INVERSIONES APROBADO		
AÑO	P (MW)	E (MWh)
2012	3,69	27 487,66
2013	6,47	48 143,60
2014	6,89	51 282,84
2015	4,30	32 002,92
2016	4,69	34 931,42
2017	3,79	28 199,50
2018	4,28	31 842,82
2019	4,88	36 303,71
2020	5,68	42 316,38
2021	6,27	46 685,68
2022	7,26	54 034,12

TABLA 5.10 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO		
PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO		
AÑO	P (MW)	E (MWh)
2012	3,69	27 487,66
2013	5,00	37 240,43
2014	6,63	49 349,11
2015	2,40	17 870,42
2016	2,36	17 589,68
2017	2,03	15 130,27
2018	2,23	16 591,17
2019	2,35	17 482,47
2020	2,63	19 600,85
2021	2,91	21 703,61
2022	3,16	23 512,98

Para obtener el Valor Presente del costo total de las pérdidas en transmisión a nivel de 60 y 220kV se actualizan los costos de las pérdidas y se obtienen los resultados de las tablas 5.11 y 5.12.

TABLA 5.11 VALOR PRESENTE DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS		
PLAN DE INVERSIONES APROBADO		
POTENCIA	4 436,61	MILES US\$
ENERGÍA	10 046,86	MILES US\$
<b>TOTAL</b>	<b>14 483,48</b>	<b>MILES US\$</b>

TABLA 5.12 VALOR PRESENTE DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS		
PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO		
POTENCIA	3 238,88	MILES US\$
ENERGÍA	7 334,78	MILES US\$
<b>TOTAL</b>	<b>10 573,66</b>	<b>MILES US\$</b>

Los Costos de Operación y Mantenimiento de los nuevos elementos considerados en cada Plan, se obtienen al aplicar el porcentaje de costo de inversión establecido por OSINERGMIN. El detalle de los cálculos para valorizar pérdidas y COyM se aprecian en el Anexo F.

Como resumen se muestra las Tablas 5.13 y 5.14 con el Valor Presente (VAN) de los COyM de cada alternativa.

TABLA 5.13 RESUMEN DE COyM ACTUALIZADOS	
PLAN DE INVERSIONES APROBADO	
ELEMENTOS	US\$
MAT	0,00
AT	1 349 768,53
MT	16 764,69
<b>TOTAL</b>	<b>1 366 533,22</b>

TABLA 5.14 RESUMEN DE COyM ACTUALIZADOS	
PLAN DE INVERSIONES PROPUESTO	
ELEMENTOS	US\$
MAT	854 991,73
AT	1 060 688,99
MT	24 406,59
<b>TOTAL</b>	<b>1 940 087,32</b>

Finalmente, consolidando la evaluación económica se muestra la Tabla 5.15 con el Valor Presente (VAN) de la **Inversión + Pérdidas + COyM** de cada alternativa. Todos los valores son negativos por tratarse de costos y no de ingresos.

TABLA 5.15 VALOR PRESENTE DEL PLAN DE INVERSIONES APROBADO Y EL PLAN PROPUESTO PERIODO 2013 - 2017				
PLAN DE INVERSIONES	VAN INVERSIÓN (US\$)	VAN PÉRDIDAS (US\$)	VAN COyM (US\$)	VAN TOTAL (US\$)
APROBADO	-7 274 541 ,51	-14 483 476 ,22	-1 366 533 ,22	-23 124 550 ,95
PROPUESTO	-8 952 466 ,73	-10 573 657 ,33	-1 940 087 ,32	-21 466 211 ,38

Tomando los Valores Presentes, el Plan Propuesto reduce en US\$ 3 909 818,89 las pérdidas técnicas respecto al Plan Aprobado al mejorar los niveles de tensión en todas las barras. La ventaja del Plan Aprobado es su menor inversión y la diferencia de US\$ 573 554,10 en COyM. A pesar de lo anterior, en el balance final **el Plan Propuesto tiene un VAN menor en US\$ 1 658 338,57 respecto al Aprobado.**

El resultado de la evaluación económica permite afirmar que la configuración óptima para la transmisión de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Pisco durante el periodo de evaluación 2012 – 2022 es la que considera adicionar elementos en 220 kV, es decir, el Plan Propuesto representa la mejor alternativa al cumplir con los requerimientos técnicos y representar el mínimo costo total.

El Plan de Inversiones Propuesto, garantiza a Nitratos del Perú una buena Calidad del Producto (tensión) durante el periodo 2013-2022, brinda mejores condiciones para la conexión a la barra Paracas 60 kV y asegura una reducción de las pérdidas técnicas en su Sistema de Transmisión.

El análisis y los resultados anteriores corresponden al escenario: ingreso de Nitratos del Perú en el año 2013 conectado a la barra Paracas 60kV y demanda constante de 5,67 MW hasta el año 2022. Sin embargo, en el capítulo III se justificó la posibilidad de que Nitratos aumente su carga por etapas ante el incremento de su producción. A continuación se evaluará si el Plan Propuesto es robusto y puede operar dentro de valores aceptables ante una hipotética carga creciente de la planta de Nitratos.

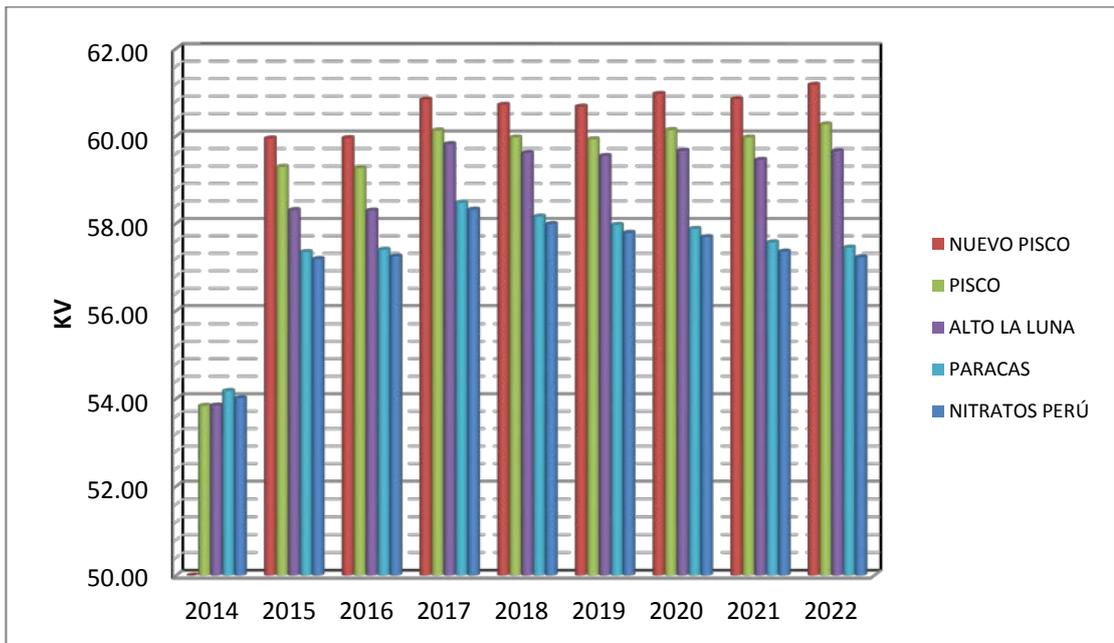
#### **5.4.2 Validez del Plan Propuesto ante el crecimiento de Nitratos del Perú**

Nitratos del Perú actualmente aún está en los inicios de su ejecución. Es improbable que la planta comience a operar el presente año dado que su construcción tardará uno o dos años más. El ingreso de Nitratos al Sistema Eléctrico Pisco será, en el mejor de los escenarios, el año 2014.

La máxima demanda solicitada por Nitratos del Perú a Electrodonas fue de 6 MW ante la confirmación de Pluspetrol sobre la menor disponibilidad de gas natural. Este valor debe ser afectado por los factores de contribución a la punta (a nivel de SET) y de simultaneidad (a nivel de Sistema). El cálculo de la Demanda de Potencia coincidente a Nivel de Sistema Eléctrico se realizó en el capítulo III, en resumen la demanda de Nitratos para el flujo de potencia en el 2014 es 4,77 MW y crece hasta alcanzar los 7,04 MW en el 2022.

<b>TABLA 5,16 TENSIÓN EN BARRAS 60 kV RESULTADO DEL FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA CON CRECIMIENTO DE NITRATOS PERÚ</b>									
<b>BARRA</b>	<b>TENSIÓN (kV)</b>								
	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
INDEPENDENCIA	62,35	62,61	62,55	62,80	62,71	62,69	62,63	62,88	62,53
NUEVO PISCO	- - - -	59,95	59,96	60,84	60,72	60,68	60,97	60,85	61,18
PISCO	53,84	59,30	59,27	60,13	59,97	59,93	60,14	59,97	60,27
ALTO LA LUNA	53,85	58,31	58,30	59,82	59,62	59,55	59,67	59,46	59,66
PARACAS	54,18	57,35	57,40	58,48	58,16	57,97	57,88	57,57	57,45
NITRATOS PERÚ	54,02	57,19	57,25	58,32	57,99	57,79	57,69	57,36	57,23

En el Anexo D, se muestra gráficamente el Flujo de Potencia con NEPLAN V5.44 para el periodo 2012-2022 y en la Tabla 5.16 se aprecian los resultados de la tensión en barras 60kV.



**FIGURA 5.9 TENSIÓN EN BARRAS 60KV DEL SISTEMA ELÉCTRICO PISCO CONFIGURACIÓN PROPUESTA CON CRECIMIENTO DE NITRATOS**

La figura 5.9 muestra los resultados de la tabla anterior para visualizar que los niveles de tensión se mantienen por encima del 95% del valor nominal desde la adición de los elementos en 220 kV en el 2015 hasta el final del horizonte de evaluación.

En el 2022 la carga de Nitratos es mayor en un 23,8% respecto a la carga considerada en el Plan Aprobado, a pesar de ello la configuración propuesta permite mantener niveles de calidad aceptables en todo el Sistema.

Se puede afirmar que el Plan de Inversiones Propuesto cumplirá técnicamente los niveles de calidad exigidos por Norma, cuando Nitratos del Perú se conecte a la barra Paracas 60kV con una demanda constante o creciente desde su año de ingreso hasta el año 2022.

### **5.4.3 Justificación Final del Plan de Inversiones Propuesto**

Finalmente la evaluación de la Configuración del Sistema Eléctrico Pisco según el Plan de Inversiones Aprobado para el periodo 2012 – 2022 y su comparación con el Plan Propuesto permiten concluir lo siguiente:

- ✓ El crecimiento de la demanda exige la expansión planificada del Sistema de Transmisión. El Plan Aprobado no propone adiciones o reforzamientos que garanticen la calidad del producto (tensión en 60kV) hasta el año 2022, en consecuencia no representa una solución al problema de la planificación del Sistema para un horizonte de 10 años tal como lo indica la Normativa vigente.
- ✓ El Plan Aprobado considera conectar a Nitratos del Perú a la barra Paracas 60kV desde el año 2013, sin embargo, en base a la configuración del Sistema para los años 2013 y 2014, la solución óptima que cumple con las restricciones técnicas es la barra Independencia 60 kV. Mediante el flujo de potencia se comprueba que la configuración del Sistema y el punto de conexión aprobado, no ofrecen a Nitratos un nivel de tensión dentro de los límites permitidos.
- ✓ El Plan de Inversiones Propuesto garantiza la correcta operación del Sistema Eléctrico Pisco para un horizonte de 10 años, incluso su alcance es mayor. Los nuevos elementos en 220 kV mejoran las condiciones operativas de todas las barras en 60 kV y convierten a la barra Paracas en el punto de conexión óptimo para Nitratos del Perú.

- ✓ La Inversión Propuesta es superior a la del Plan Aprobado y requiere un mayor flujo económico en el año 2015, lo que dificultaría la recaudación de recursos y en consecuencia su ejecución. Del mismo modo los COyM son mayores en el Plan Propuesto por tener elementos de mayor costo de inversión. A su favor, las adiciones desde su ingreso reducirían las pérdidas técnicas y los problemas de congestión.
  
- ✓ La comparación de Costos Totales (Inversión + COyM + Pérdidas) mediante el método el valor presente dan como resultado que el Plan Propuesto es la mejor alternativa para la expansión del Sistema de Transmisión durante el horizonte 2012-2022. Las modificaciones posteriores que necesitará el Sistema serán de menor costo y de mayor eficiencia que las propuestas en el Plan de Inversiones actual.

## CONCLUSIONES

1. El problema de planeamiento de la expansión de sistemas de transmisión consiste en hallar una alternativa de solución en relación con los elementos que deben ser adicionados al sistema con el mínimo costo de inversión, satisfaciendo la demanda futura, superando las restricciones técnicas y económicas, a partir de una configuración inicial, datos de demanda, datos de generación y parámetros de los elementos que conforman el sistema eléctrico.

En el desarrollo de esta Tesis se abordó el problema de Nitratos del Perú, con el objetivo de seleccionar la mejor alternativa para su conexión al Sistema Eléctrico Pisco. La conexión de una nueva carga de la magnitud de Nitratos obliga a evaluar la configuración actual del sistema y las modificaciones planificadas en el corto y largo plazo. En el **Capítulo I**, se define la **Hipótesis** del presente trabajo:

***“El Sistema Eléctrico existente de ELECTRODUNAS no podrá para atender en forma satisfactoria la demanda de la planta Nitratos del Perú, dado que carece de capacidad en sus líneas y subestaciones cercanas a la carga. Eso implica que el cliente deberá dimensionar, construir y operar su propio sistema de transmisión optimizando su adecuación al sistema existente para un horizonte mínimo de 10 años.”***

2. El primer paso para diagnosticar la situación actual y futura del sistema fue la evaluación de la demanda. En el **Capítulo III** se realizó la proyección de la demanda del Sistema Pisco para el horizonte de 10 años, empleando la

metodología de proyección descrita en la Norma Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, Resolución OSINERGMIN N° 050-2011-OS/CD.

En la **parte 3.1.3** se describió la metodología de proyección aplicada en el **Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 aprobado por OSINERGMIN** y en **3.2** se mostraron los resultados a nivel de usuarios menores, mayores y nuevas cargas en bloque para luego consolidarlos a nivel de barras en SETs y a nivel de sistema eléctrico. Como resumen se obtuvo que en el 2012 la máxima demanda del Sistema Eléctrico Pisco sería de 43,77 MW y para el 2022 se espera una máxima de 85,77 MW a un crecimiento promedio de 7.13% anual.

En el Plan de Inversiones Aprobado para ELD, se proyecta conectar Nitratos del Perú a la Subestación Paracas en 60 kV. La demanda estimada de la planta de Nitratos será 5,67 MW y se mantendría constante durante el periodo 2013-2022.

A partir de los datos de la demanda, **en 3.4.3** se realizó una evaluación al sistema de transmisión existente, tomando la máxima demanda de potencia coincidente a nivel de sistema eléctrico. Con el crecimiento de la demanda y la conexión de Nitratos del Perú en la barra Paracas en el año 2013, se estima que la línea Independencia–Derivación Paracas operará al 82% de su capacidad, mientras que Derivación Paracas–Derivación Alto la Luna y Derivación Paracas–Paracas operarían al 88% y 77% de su capacidad respectivamente.

Los índices de operación proyectados de las líneas existentes permiten estimar que **la barra Paracas 60kV no será el mejor punto de alimentación** para la carga Nitratos del Perú si no se modificara adecuadamente la configuración del Sistema adicionando nuevas líneas o reforzamientos.

El requerimiento inicial de Nitratos fue de 12 MW, luego disminuyó a 6 MW por estar condicionado a la disponibilidad del volumen de gas, sin embargo Nitratos no descarta incrementar su producción. Al asumir valores razonables de crecimiento, se proyecta una demanda máxima de 8,85 MW en el año 2022.

Este posible escenario de demanda exige evaluar las alternativas de configuración del Sistema Eléctrico Pisco, previstas en el Plan de Inversiones. Los criterios de evaluación y selección aplicados fueron tomados de Normas OSINERGMIN y procedimientos del COES que tienen vigencia y aplicación en el Sistema Interconectado Nacional.

**3.** En el **Capítulo IV**, se aplicó una metodología de Planificación de Sistemas de Transmisión mediante Técnicas de Optimización. Los métodos más usados en la solución del problema estático de la expansión de sistemas se pueden agrupar en: métodos de optimización clásica, algoritmos heurísticos, algoritmos meta-heurísticos y métodos de optimización combinatorial.

Los **Métodos Heurísticos** conforman una técnica aproximada, que va paso a paso generando, evaluando y seleccionando opciones de expansión, con o sin la ayuda de quien realiza el planeamiento. Esta metodología fue seleccionada para resolver el problema de Nitratos del Perú porque requiere menor esfuerzo computacional.

En **4.1.3** se modeló matemáticamente el Sistema Eléctrico Pisco para simplificarlo y manejar los cálculos en valores por unidad. Empleando el **MATLAB R2010** se representaron matricialmente las ramas, nodos y cargas del sistema adaptándolo al modelo **híbrido lineal**.

Para definir las alternativas de configuración del sistema que alimentaría a Nitratos del Perú en **4.2.1**, **a priori se descartaron las alternativas de conexión en media tensión** (22,9 y 10kV) por los riesgos de elevadas caídas de tensión, altas pérdidas y requerir un estructuras muy robustas que encarecerían el costo de inversión.

Adicionalmente, de la evaluación de la demanda, se proyecta que la SET Paracas de 40 MVA operará en el 2013 al 53% de su capacidad y para el 2022 alcanzará el 77%. Si se conectara la carga de Nitratos Perú en Media Tensión, representaría el 15% de la capacidad de la SET por lo cual no ofrece garantía de suministro durante el periodo de evaluación.

Como resultado del análisis anterior, para aplicar el modelo desarrollado en MATLAB se optó por considerar sólo las alternativas de conexión en Alta Tensión evaluando como posibles puntos de suministro las **barras 60kV Independencia, Alto la Luna y Paracas**. Para ello, con la aplicación del MATLAB **se implementó** el algoritmo de solución **Villasana-Garver desarrollando como aporte de ésta Tesis** la codificación del programa **OptTraNitPer.m**,

El programa desarrollado, usa la herramienta **LINPROG** de Matlab para aplicar el algoritmo de solución Villasana-Garver permitiendo **comparar técnica y**

**económicamente las 3 alternativas** al ejecutar cálculos iterativos y hallar el reforzamiento de mínimo costo de inversión que cumpla con las restricciones de calidad en el nivel de tensión (0,95 – 1,05 p.u.) y capacidad de transmisión ( $\theta_i - \theta_j$ ).

Existe incertidumbre sobre la fecha de puesta en servicio de la planta Nitratos del Perú. La postergación de la ejecución de las obras obedece a una serie de problemas de coyuntura política, abastecimiento de gas y conflictos sociales. Considerando que la construcción tardará de 2 a 3 años, en un escenario optimista su ingreso se produciría en el año 2014, en consecuencia, en la ejecución del programa OptraNitper.m se consideraron dos escenarios:

- ✓ Ingreso de Nitratos con 5,67 MW en el 2013, de acuerdo al Plan Aprobado
- ✓ Ingreso de Nitratos con 5,67 MW en el 2014, fecha más probable.

En cuanto a los aspectos técnicos y de diseño, para todas las alternativas se consideró conductor AAAC 120mm<sup>2</sup> por ser la sección mínima recomendada para éste nivel de tensión y porque se calcula que cumplirá con mantener las tensiones en barras dentro de los valores aceptables. En las **partes 4.3.1 y 4.3.2** los resultados para ambos escenarios indican que **la alternativa óptima es la conexión a la barra 60 kV de la S.E. Independencia, mediante una simple terna de 32,5 km de longitud aproximada.**

La solución garantiza mantener el nivel de tensión en la barra 60kV de la S.E. Nitratos del Perú con un valor de 0,95 p.u. mientras que las barras Paracas, Alto la Luna y Pisco tienen valores cercanos al 0,93 p.u.

En la **parte 4.4 se valida el algoritmo aplicado** al comparar los valores de **tensión en barras y potencia en las ramas con los resultados del programa NEPLAN V5.44** comprobando una leve diferencia.

Los resultados del algoritmo Villasana-Garver demuestran que **la barra Paracas 60kV no será la alternativa óptima de conexión para la carga Nitratos del Perú** si se mantiene la configuración del Sistema Eléctrico Pisco prevista por OSINERGMIN para los años 2013 y 2014. Sin embargo, es posible que las inversiones futuras del Plan Aprobado ofrezcan una solución diferente.

**4.** En el **Capítulo V** se evaluó la Configuración del Sistema Eléctrico Pisco descrita en el **Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017** propuesto por ELECTRODUNAS **aprobado por OSINERGMIN** mediante **el análisis de los Flujos de Potencia** con NEPLAN V5.44. Aunque las inversiones se determinan para los próximos 4 años, el estudio de planeamiento evalúa las alternativas para un horizonte de 10 años como lo exige la Normativa vigente, en consecuencia **abarca el horizonte 2012 – 2022.**

En la **parte 5.2.2** el análisis de flujo de potencia del Plan Aprobado demuestra que **la configuración planificada no cumple con la calidad del producto respecto al nivel de tensión.** Según la NTCSE el valor mínimo aceptable es 95% (57 kV) en todas las barras de AT. El nivel de tensión en barras 60 kV se acerca al valor aceptable en los años 2017 y 2018 cuando se completa el ingreso de las nuevas líneas del Plan Aprobado. A pesar de los reforzamientos, en el 2022 los valores de

tensión en todas las barras se acercarán al 90% del nominal por la gran caída de tensión.

Con esta Tesis y el aplicativo desarrollado, se demostró que tanto **el Sistema existente como el proyectado por ELECTRODUNAS no tienen capacidad para atender la carga Nitratos del Perú pues los reforzamientos y adiciones planificados hasta el 2022 no garantizan un adecuado nivel de tensión.** Con ésta configuración, Nitratos debería optar por conectarse a la barra Independencia lo que exigiría una alta inversión y elevados costos de operación y mantenimiento.

Los bajos niveles de tensión en barras 60kV obtenidos con el análisis del flujo de potencia, justifican plantear otra alternativa de solución al problema de la planificación. La principal alternativa es considerar la adición de elementos en 220kV similar a lo considerado en el Plan de Inversiones en Transmisión Aprobado para los Sistemas Eléctricos Nazca y Chincha.

En la **parte 5.3** de la presente Tesis se realizó una re-evaluación de la configuración futura del Sistema y se propuso una alternativa para optimizar la inversión y reducir las pérdidas eléctricas mediante el cambio del nivel de tensión de transmisión a 220 kV. La propuesta de modificación al Plan de Inversiones está representada por los siguientes 3 elementos principales:

- a) Adición de una línea en 220 kV Independencia – Nuevo Pisco, de 25 km de longitud aproximada, simple terna, conductor ACAR 400 mm<sup>2</sup>. Entrará en operación el año 2015.

- b) Construcción de la Subestación Nuevo Pisco de 100 MVA, 220/60 kV. Operará en conjunto con la línea desde el año 2015.
- c) Construcción de una segunda línea en 60 kV S.E. Nuevo Pisco – S.E Alto la Luna. Entrará en operación el año 2017.

**En la parte 5.3.3**, el análisis de flujo de potencia demuestra que **la configuración de la alternativa propuesta con los nuevos elementos permite superar el valor mínimo aceptable de la tensión (57 kV) en todas las barras de AT** a partir del año 2015 que es el año de ingreso de los elementos en 220kV. Esta alternativa es una solución de largo plazo y garantiza el cumplimiento de la NTCSE hasta el año 2022.

**En la parte 5.4.1** se calcularon los costos totales del Plan de Inversiones aprobado y del Plan de Inversiones Propuesto. **La inversión en la alternativa propuesta supera en un 18,1% al Plan vigente**, pero se reducen de pérdidas eléctricas. Al valorizar el costo de las pérdidas empleando los resultados del flujo de potencia se obtuvo que el **Plan Propuesto genera un ahorro en pérdidas actualizado de US\$ 3,91 millones** respecto al Plan aprobado por OSINERGMIN. Comparando de igual forma, el Valor presente de los COyM resulta favorable al Plan Aprobado por ser inferior en un 29,5% respecto al Propuesto.

El Valor Presente Neto Total del Plan Propuesto es inferior al Plan Aprobado, por lo tanto **la adición de una Línea y Subestación en 220 kV conforman una alternativa factible, técnicamente apropiada y económicamente atractiva frente a las inversiones aprobadas por OSINERGMIN.**

Como resultado general de esta Tesis se podría mencionar lo siguiente:

- i. La selección de un modelo y algoritmo de solución depende del grado de exactitud que se requiere. **El algoritmo Villasana-Garver fue implementado con éxito en MATLAB y se obtuvo como resultado la alternativa de conexión más atractiva para Nitratos del Perú**, que fue validada con el programa NEPLAN confirmando que el algoritmo es una buena aproximación para estos casos de estudio.
- ii. La adición en 220kV y los reforzamientos considerados convertirían a la barra Paracas 60kV en la alternativa óptima de conexión al tener el menor costo de inversión y cumplir con las restricciones técnicas de tensión y capacidad de transmisión. **El costo de inversión esperado para la LT 60kV Paracas-Nitratos es de US\$ 272 380,27.**
- iii. Con los elementos en 220kV Nitratos necesitaría conectarse a la S.E. Paracas a través de una LT de menor longitud dada la cercanía geográfica, minimizando así sus costos de operación y mantenimiento. **Se estima un COyM anual de US\$ 9 043,02** que representa el 10,94% de los costos que se generarían con una LT 60kV a la S.E. Independencia.

El análisis en conjunto valida la hipótesis inicial, puesto que el Sistema Eléctrico Pisco existente ni su configuración futura aprobada por OSINERGMIN brindan la adecuada capacidad de transmisión para la carga Nitratos del Perú, siendo su principal defecto el incumplimiento de la calidad del producto.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] GRAIGER JOHN, WILLIAM STEVENSON, Análisis de Sistemas de Potencia, Mc Graw Hill, 1996.
- [2] TURAN GONEN, Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design, Wiley, 1988.
- [3] F. KIESSLING, P. NEFZGER, J.F. NOLASCO, Overhead Power Lines Planning Design Construction, Springer, 2003.
- [4] JORGE ALAYO GAMARRA, Un Modelo de expansión óptima de la red de 500 kV del Sistema eléctrico peruano, UNI-FIEE, 2010.
- [5] NÉSTOR CHACÓN, MARCOS PEREIRA, VERÓNICA RIVERA, Modelo de Planificación de Sistemas de Transmisión, Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, 2010.
- [6] AUGUSTO RUEDA MEDINA. Planeamiento de la Expansión de Sistemas de Transmisión con Incertidumbre en la demanda e incorporando pérdidas usando Búsqueda Tabú, Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [7] STEVEN STOFT, Power System Economics, IEEE/Wiley, 2002.
- [8] MARTÍN RIVERA TOLEDO, Optimización con Matlab, Universidad Iberoamericana de México. 2004.

- [9] HOLLY MORE, Matlab para ingenieros, 1ra Ed., Pearson Prentice Hall, México, 2007.
- [10] ELECTRO SUR MEDIO S.A.A., Propuesta de Tarifas y Compensaciones del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión Período 2009-2013.
- [11] EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA ELECTRO DUNAS S.A.A., Estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión período 2013-2017.
- [12] COES SINAC, Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, Anexo N°7: Resultados de corriente de cortocircuito. Abril 2010.
- [13] Resolución OSINERGMIN N° 151-2012-OS/CD del 19 de julio de 2012 - Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión de ELECTRODUNAS, del período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 al 30 de abril de 2017.
- [14] Informe Técnico OSINERGMIN N° 281-2012-GART - Estudio para la Determinación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 8. Regulación para el período 2013-2017. Julio 2012.
- [15] Informe Técnico OSINERGMIN N° 421-2012-GART – Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Electro Dunas S.A.A. contra la Resolución OSINERGMIN N° 281-2012-GART (Plan de Inversiones 2013-2017). Setiembre 2012.

- [16] Resolución OSINERGMIN N° 196-2012-OS/CD – Sistema Interconectado Nacional, Fijación de Tarifas en Barra período mayo 2012-abril 2013. Mayo 2012.
- [17] Resolución OSINERGMIN N° 050-2011-OS/CD – Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión. Enero 2011.
- [18] Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD – Sistema Interconectado Nacional, Fijación de Factores de Pérdidas medias período 2009-2013. Octubre 2009.
- [19] Resolución OSINERGMIN N° 013-2012-OS/CD – Aprobación de Actualización de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2011.
- [20] Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM – Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión. Actualizado a setiembre 2010.
- [21] Estudio de Impacto Ambiental y Social “Proyecto Nitratos del Perú”, Walsh Perú S.A., Volumen I EIA. Diciembre 2009.
- [22] Copias de clase de los cursos de Líneas de Transmisión, Sistemas de Potencia y Mercado Eléctrico.