

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

EXPANSIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN DEL ECUADOR UTILIZANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO

BYRON OMAR NUQUES OCHOA

byronnochoaep@hotmail.com

DIRECTOR: Dr. VÍCTOR HINOJOSA

victor.hinojosa.m@gmail.com

QUITO, SEPTIEMBRE 2008

DECLARACIÓN

Yo, Byron Omar Nuques Ochoa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, cedo mi derecho de Propiedad intelectual correspondiente a este trabajo a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Byron Omar Nuques Ochoa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Byron Omar Nuques Ochoa, bajo mi supervisión.

Dr. Víctor Hinojosa

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por haberme permitido llegar a este momento en el que termino una etapa más en mi vida porque sin su apoyo no habría conseguido el logro deseado.

Agradezco a mis padres por todo su esfuerzo, amor, dedicación, sacrificio y apoyo incondicional que me han sabido ofrecer durante toda mi vida permitiéndome lograr y alcanzar mis objetivos.

Agradezco de forma especial al Dr. Víctor Hugo Hinojosa por su valiosa colaboración y entrega en el conocimiento brindado para el desarrollo del presente proyecto de titulación.

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a todas aquellas personas que confiaron y creyeron en mí principalmente a mis padres por el apoyo incondicional que me han sabido brindar en los momentos de mi vida.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
DEDICATORIA.....	v
CONTENIDO.....	vi
RESUMEN.....	xiii
PRESENTACIÓN.....	xiv
 CAPÍTULO I	
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Descripción del problema.....	4
1.2.1 Modelos Matemáticos.....	5
1.2.2 Modelos Heurísticos.....	5
1.3 Alcance.....	5
1.4 Meta.....	6
1.5 Objetivos de la Investigación.....	7
 CAPÍTULO II	
Planificación de la Expansión en Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica.....	8
2.1 Flujos de Potencia.....	8
2.1.1 Clasificación de Barras.....	9
2.1.2 Formulación a las Ecuaciones de Flujos de Potencia en Corriente Alterna (AC).....	10
2.1.3 Método de NEWTON RAPHSON.....	14
2.1.4 Flujos de Potencia de Corriente Directa (DC).....	18
2.2 Despacho Económico.....	21
2.2.1 Formulación del Problema.....	21

2.2.2	Despacho Económico Simplificado.....	23
2.2.3	Curva de Costos de los Generadores.....	25
2.3	Flujos Óptimos de Potencia (OPF) [3, 4].....	28
2.3.1	VARIABLES DE CONTROL.....	28
2.3.2	Función Objetivo.....	29
2.3.3	Restricciones de Igualdad.....	29
2.3.4	Restricciones de Desigualdad.....	30
2.3.5	Planteamiento del Problema.....	32
2.4	Planificación en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	37
2.4.1	Horizonte de Planificación.....	39
2.4.2	Crecimiento de la manda.....	41
2.4.3	Expansión del Sistema de Generación.....	42
2.4.4	Expansión del Sistema de Transmisión.....	43
CAPÍTULO III		
	Algoritmo Evolutivo de Rebotes Simulados (SRA) [8].....	47
3.1	Algoritmos Evolutivos.....	47
3.2	Búsqueda Local Aleatoria.....	48
3.2.1	Búsqueda Local.....	48
3.2.2	Búsqueda Local Aleatoria.....	49
3.3	Algoritmo de Rebotes Simulados (SRA).....	49
3.3.1	Proceso Físico de Rebotes Inelásticos.....	49
3.3.2	Estructura de Vecindad del SRA.....	52
3.3.3	Criterio de Aceptación y Detención del SRA.....	53
3.3.4	Implementación Práctica del SRA.....	54
3.4	Ejemplo de Aplicación.....	57

CAPÍTULO IV

Expansión del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano Utilizando Algoritmos Evolutivos.....	61
4.1 Horizonte de Planificación	62
4.1.1 Horizonte Estático.....	62
4.1.2 Horizonte Dinámico	63
4.2 Crecimiento de la Demanda.....	63
4.2.1 Etapa I.....	64
4.2.2 Etapa II.....	65
4.3 Expansión del Sistema de Generación Ecuatoriano.....	68
4.4 Planteamiento del Problema de Optimización.....	73
4.4.1 Modelo Matemático [13].....	74
4.4.2 Modelo Aplicado a un Sistema de 6 Barras.....	78
4.5 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.....	91
4.5.1 Alternativas de Líneas de Transmisión.....	93
4.6 Hipótesis de Simulación a Considerar en la Expansión de Transmisión	97

CAPÍTULO V

Análisis de Resultados.....	100
5.1 Hipótesis de Simulación en la Expansión del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.....	100
5.1.1 Caso I.....	100
5.1.2 Caso II.....	105
5.1.3 Caso II.....	109
5.1.4 Caso IV.....	112
5.1.5 Caso V.....	115
5.1.6 Caso VI.....	119
5.1.7 Caso VII.....	121

5.2 Comparación con el Plan de Expansión Propuesto por TRANSELECTRIC	125
--	-----

CAPÍTULO VI

Conclusiones y Recomendaciones	130
--------------------------------------	-----

6.1 Recomendaciones	131
---------------------------	-----

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
---	-----

ANEXOS	137
---------------------	-----

Anexo A	138
---------------	-----

Anexo B	141
---------------	-----

Anexo C	145
---------------	-----

Anexo D	153
---------------	-----

Anexo E	161
---------------	-----

Anexo F	170
---------------	-----

Anexo G	178
---------------	-----

Anexo H	182
---------------	-----

Anexo I	186
---------------	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Barras existentes en un sistema eléctrico de potencia	10
---	----

Tabla 2.2 Resumen del costo total de producción	37
---	----

Tabla 3.1 Minimización de la función objetivo	59
---	----

Tabla 4.1 Proyección de la demanda anual de potencia (MW) a demanda máxima período de estiaje 2008 – 2022	67
---	----

Tabla 4.2 Proyección de la demanda anual de potencia (MW) incluyendo el uso de cocinas eléctricas y la transferencia de potencia de 500 (MW) al sistema de Colombia para el período 2008 – 2022	67
---	----

Tabla 4.3 Plan de expansión de la generación	68
--	----

Tabla 4.4 Centrales de generación consideradas en la barra Molino	69
---	----

Tabla 4.5 Simplificación de las centrales de generación en la barra Molino	70
--	----

Tabla 4.6	Parámetros de las ventrales de generación del SNI para satisfacer la demanda proveniente de la Etapa I	71
Tabla 4.7	Parámetros de las ventrales de generación del SNI para satisfacer la demanda proveniente de la Etapa II	72
Tabla 4.8	Parámetros de generación y demanda futura.....	79
Tabla 4.9	Parámetros de líneas de transmisión.....	79
Tabla 4.10	Soluciones al sistema de potencia propuesto por Garver.....	86
Tabla 4.11	Condiciones iniciales para la configuración de Garver	87
Tabla 4.12	Líneas de transmisión período 2017 – 2016	93
Tabla 4.13	parámetros de nuevas líneas de transmisión período 2008 – 2017	94
Tabla 4.14	Líneas de transmisión a ser consideradas por el SRA.....	98
Tabla 4.15	Casos de prueba a ser evaluados por el SRA.....	98
Tabla 5.1	Costos totales de inversión en la expansión del SNT en base a un horizonte de planificación estático.....	103
Tabla 5.2	Costos totales de inversión en la expansión del SNT en base a un horizonte de planificación estático multianual.....	106
Tabla 5.3	Costo de inversión en la expansión SNT	110
Tabla 5.4	Costo de inversión en la expansión SNT	113
Tabla 5.5	Costo de inversión en la expansión SNT	117
Tabla 5.6	Costo de inversión en la expansión SNT	119
Tabla 5.7	Costo de inversión en la expansión SNT	123
Tabla 5.8	Soluciones encontradas a la expansión del SNT.....	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Componentes de un sistema de energía eléctrica.....	1
Figura 1.2	Potencia efectiva de generación año 2016.....	3
Figura 2.1	Sistema para resolver flujos de potencia.....	11
Figura 2.2	Red de dos nodos.....	18
Figura 2.3	Sistema ilustrativo de tres barras para un modelo DC.....	20

Figura 2.4	Curva de entrada y salida	26
Figura 2.5	Función de costo lineal por tramos.....	27
Figura 2.6	Nodo genérico de un sistema eléctrico de potencia.....	30
Figura 2.7	Sistema ilustrativo de tres barras.....	34
Figura 2.8	Despacho económico con violación en el sistema de transporte	36
Figura 2.9	Solución óptima al sistema.....	36
Figura 2.10	Planificación de sistemas eléctricos de potencia.....	39
Figura 2.11	Horizonte de planificación estático.....	40
Figura 2.12	Horizonte de planificación dinámico	41
Figura 2.13	Proceso de planeamiento del sistema de trasmisión	44
Figura 2.14	Planificación estática multianual	46
Figura 3.1	Ejemplo unidimensional de rebotes simulados.....	51
Figura 3.2	Representación gráfica $f(x,y)$	58
Figura 3.3	Transiciones en búsqueda del óptimo global.....	60
Figura 4.1	Variables de entrada y salida utilizadas en la planificación....	61
Figura 4.2	Horizonte de planificación estático.....	62
Figura 4.3	Horizonte de planificación estático multianual	63
Figura 4.4	Proyección de la demanda anual de potencia (MW) período 2017 – 2022.....	64
Figura 4.5	Curva de la demanda anual de potencia (MW) período 2008 – 2022	65
Figura 4.6	Proyección de la demanda anual de potencia (MW) período 2010 – 2022.....	66
Figura 4.7	Configuración de red inicial propuesta por Garver.....	80
Figura 4.8	Posibles caminos de solución.....	80
Figura 4.9	Energía no suministrada en el modelo de Garver.....	85
Figura 4.10	Solución óptima de inversión versus tiempo de cómputo.....	90

Figura 4.11	Solución óptima al sistema de Garver	91
Figura 4.12	Plan de expansión del sistema nacional de transmisión período 2007 – 2016 (Alternativa I)	95
Figura 4.13	Plan de expansión del sistema nacional de transmisión período 2008 – 2017 (Alternativa II).....	96
Figura 4.14	Compendio de las distintas variables de entrada requeridas al proceso de expansión.....	97
Figura 5.1	Expansión del SNT considerando un horizonte planificación estático año 2021.....	104
Figura 5.2	Expansión del SNT considerando un horizonte planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2021	108
Figura 5.3	Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2021	111
Figura 5.4	Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2021	114
Figura 5.5	Transferencia de potencia a Colombia.....	115
Figura 5.6	Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual considerando un circuito por cada L/T seleccionada por el SRA.....	118
Figura 5.7	Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual considerando dos circuito por cada L/T seleccionada por el SRA.....	120
Figura 5.8	Transferencia de potencia a Colombia período 2015 – 2018	122
Figura 5.9	Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2018	124
Figura 5.10	Solución óptima al proceso de expansión considerando un horizonte de planificación estático multianual para el período 2015 – 2021.....	128
Figura 5.11	Solución óptima al proceso de expansión considerando un horizonte de planificación estático multianual y una exportación hasta 500 (MW)para el período 2015 – 2018.....	129

RESUMEN

El presente trabajo describe la planificación del sistema de transmisión considerando un horizonte de planificación estático a largo plazo, el cual por medio de un algoritmo evolutivo encuentra una configuración topológica adecuada, que sea capaz de cumplir restricciones técnicas (límites en la capacidad de transporte, capacidad de generación) y económicas (minimización de costos de inversión ante el requerimiento de líneas de transmisión para un período de estudio).

El desarrollo de éste proyecto de titulación se lo efectúa mediante la herramienta de optimización MATPOWER donde se evalúa las distintas configuraciones en la topología de la red para un año de estudio que el algoritmo evolutivo proporciona, examinando los probables caminos solución que puedan existir para incorporar los proyectos de generación planificados y de esta manera satisfacer la demanda requerida para un año específico de estudio.

La técnica de optimización es implementada tanto a un sistema de 6 barras como al Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano, este último es sometido a una serie de hipótesis para comparar el resultado obtenido al proceso de expansión mediante el algoritmo evolutivo con el Plan de Expansión propuesto por TRANSELECTRIC para el período 2008 – 2017.

PRESENTACIÓN

El Capítulo I se encuentra conformado por los antecedentes, la descripción del problema de estudio, el alcance, la meta y los objetivos del proyecto.

El Capítulo II, proporciona la información teórica técnica necesaria, sobre los siguientes temas: Flujos de Potencia, Despacho Económico, Flujo Óptimo de Potencia y la Planificación en los Sistema de Energía.

Capítulo III, describe la teoría, utilización, e implementación del Algoritmo Evolutivo.

Capítulo IV, se detalla la implementación del algoritmo evolutivo y cómo este actúa sobre un sistema de seis barras, además se determinan las variables de entrada necesarias con las que se trabaja para realizar el proceso de expansión en el Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano, planteándose una serie de hipótesis que son repartidas en casos de simulación estableciendo en cada uno de ellos la expansión y el comportamiento de la red así como el costo de inversión a futuro.

Capítulo V, da paso al análisis y resultados al aplicar la técnica de optimización sobre el Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano expuesto en el Capítulo IV, permitiendo comparar la solución óptima encontrada por el algoritmo evolutivo, con el Plan de Expansión propuesto por la Empresa de Transmisión de Energía SA (TRANSELECTRIC) en el período 2008 -2017.

Capítulo VI, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado, teniendo en cuenta todos los detalles técnico-económicos que se van desarrollando en cada uno de los capítulos.

CAPÍTULO I

1.1 ANTECEDENTES

El sistema eléctrico de potencia conformado por subsistemas parciales como la generación, transmisión, subtransmisión y distribución necesita expandirse con el tiempo a medida que aumenta la demanda progresivamente por parte de los consumidores, distintas exigencias son requeridas para proveer de energía lo suficientemente económica, confiable, de bajo consumo de energía primaria y que sean ecológicamente aceptables. Tal como se observa en la Figura 1.1, la planificación y la operación del sistema será el resultado de una compleja toma de decisiones al corto, mediano y largo plazo ya sea implementando nuevas instalaciones de generación, transmisión y distribución por medio de una Programación en la Operación o por la Dirección de la Operación en tiempo real o Programación a muy corto plazo.

El crecimiento de la demanda se encuentra vinculado directamente con cada uno de los proyectos de planificación (generación, transmisión, distribución), dependiendo del sistema a planificarse se puede explorar períodos cortos o períodos largos de hasta 30 años donde se investigue la evolución del sistema.

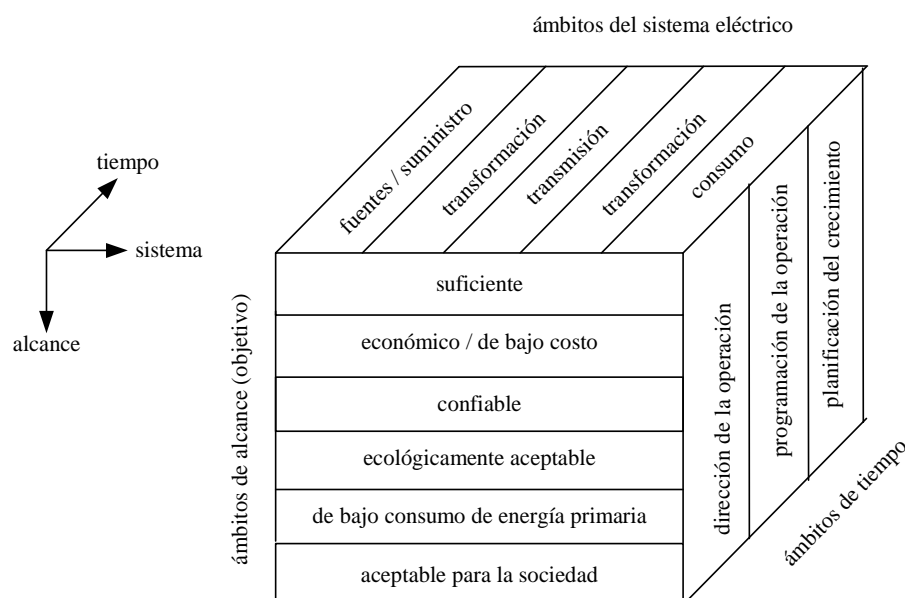


Figura 1.1 Componentes de un sistema de energía eléctrica.

Una adecuada planificación en el sistema requiere fundamentalmente de la evolución de la potencia máxima de los consumidores registrada en años pasados de forma estadística siendo un indicador básico que debe ser proyectado para estimar su comportamiento a futuro. En el caso de la planificación a mediano y largo plazo dicha proyección puede abarcar varios años de estudio (2 a 20 años) todos ellos son escenarios alternativos debido al carácter aleatorio que posee el pronóstico de la demanda.

La oportuna planificación en cada uno de los sistemas, se lo realiza por medio de una programación la cual se la efectúa tanto a largo, mediano, corto y muy corto plazo.

Programación en la operación

Tiene como objetivo determinar el modo de operación de cada central, a largo, mediano, corto y muy corto plazo.

Programación en la operación a largo y mediano plazo.- Se consideran restricciones de carácter técnico, disponibilidad de recursos energéticos y de confiabilidad, operando los embalses de manera estacional (varias semanas) o mayor, de forma tal, que el valor esperado de los costos integrados en el período de optimización resulte mínimo.

Programación en la operación a corto plazo.- Optimiza los embalses semanales y define de entre las unidades térmicas disponibles cuáles y en qué período de tiempo deben ser puestas en servicio (predespacho), para suministrar con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. Es necesario conocer los ciclos diarios y semanales de la demanda a través de curvas típicas, que representan la forma de la demanda (cronología).

Programación en la operación a muy corto plazo.- Calcula la reprogramación del parque hidrotérmico considerando el control de voltajes y el despacho de potencia reactiva y conjunto de restricciones adicionales como límites de generación y la red de transporte.

En el caso de Ecuador los proyectos de generación hidroeléctrica como se puede apreciar en la Figura 1.2 han llegado a disminuir notablemente en los últimos años variando la oferta de generación hidroeléctrica de un 55 % a un 48 % en el período 1997 – 2006, produciéndose un riesgo inminente de desabastecimiento de energía en el país especialmente en temporada de estiaje, por lo que ha dado lugar al ingreso a operación de centrales de generación térmica (cuya energía primaria son los combustibles líquidos derivados de petróleo tales como Diesel, Fuel Oil, Nafta) y a la importación de energía a altos costos para cubrir la demanda en este período.

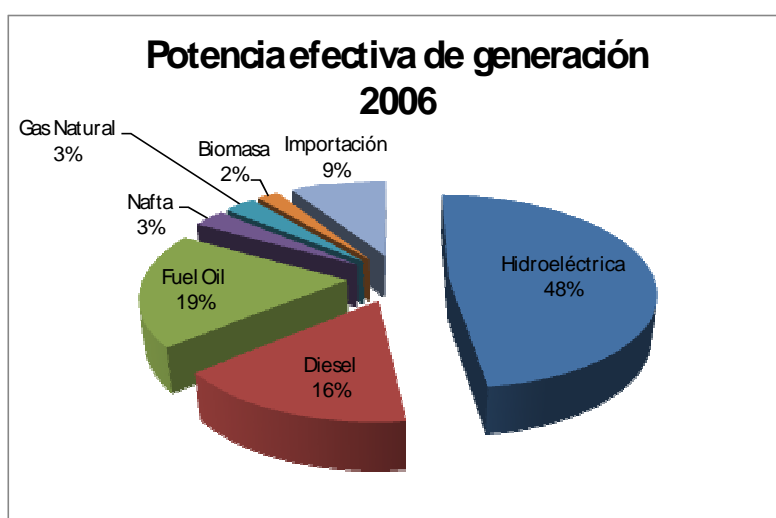


Figura 1.2 Potencia efectiva de generación en el año 2006.

La necesidad de implementar en el país nuevos proyectos de generación eléctrica que proporcionen energía al mínimo costo, ha dado lugar a la planificación del sistema de generación. Proyectos hidroeléctricos de gran importancia como el proyecto Coca Codo Sinclair, Minas Jubones, Sopladora, Mazar entre otros darán un abastecimiento importante a la demanda llegando incluso a la exportación de energía.

Todos estos proyectos planificados de generación eléctrica requieren un nexo entre las fuentes productoras y los centros de consumo. Es por ello que por medio de una planificación a largo plazo se debe estimar la red de transmisión a ser implementada a futuro de tal forma que minimice la inversión y cumpla con los requerimientos técnicos necesarios para así satisfacer el pronóstico de demanda.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema de la Expansión de los Sistemas de Transmisión a largo plazo, es un problema de optimización combinatorio de difícil resolución puesto que el número de soluciones a ser analizadas crece de forma exponencial a medida que aumenta el tamaño de la red.

De forma matemática el problema de expansión representa un problema de optimización el cual debe ser resuelto usando métodos de programación no lineal entera mixta, denominada de esta manera porque involucran funciones no lineales donde algunas variables son números reales (ángulos de voltaje, potencias en las líneas), y otras son números enteros (número de líneas de transmisión a implementarse).

El principal objetivo a determinar es decidir qué, cuánto y dónde agregar nuevos elementos de red considerando un esquema de transmisión actual con un conjunto de probables caminos para satisfacer una demanda futura cumpliendo restricciones técnico-económicas.

En el problema de Expansión las entradas al modelo son: horizontes de planificación, pronóstico de la demanda, generación actual y futura disponible para un año de estudio, líneas de transmisión actuales y futuras a implementarse en el análisis con su respectivo costo de inversión para un período específico.

Anteriormente la planificación en la red de transmisión se realizaba de forma intuitiva basada substancialmente de experiencias pasadas. Hoy en día la planificación tiene numerosos análisis como ruta de identificación y selección, utilizando modelos matemáticos o de optimización, que minimicen o maximicen una función objetivo sujeta a restricciones.

La automatización en los modelos de expansión puede ser clasificada en dos grandes grupos [2]:

- ✓ Modelos matemáticos.
- ✓ Modelos heurísticos.

1.2.1 MODELOS MATEMÁTICOS

Estos modelos proveen una solución cercana al óptimo global considerando un problema de optimización, utilizando diferentes métodos de programación para su resolución tales como: métodos de programación lineal, programación no lineal, programación entera mixta, métodos de descomposición de Benders, método de búsqueda de la gradiente entre otros.

1.2.2 MODELOS HEURÍSTICOS

Posee la característica de ser un planeamiento interactivo donde se puede observar el proceso de expansión. Haciendo de este un modelo simple y lógico que interactúe con el usuario y además proponga soluciones que se encuentren cerca del óptimo.

Este tipo de modelos generan paso a paso opciones de expansión a través de búsquedas locales y aleatorias por medio de reglas heurísticas para generar y clasificar opciones las cuales son seleccionadas y evaluadas determinando si son o no factibles en la expansión del sistema de transmisión.

Ambos modelos pueden ser aplicados a casos de estudio diferentes en los que se evalúe la expansión de forma:

- ❖ Estática: donde se puede determinar la solución cuasi-óptima en la expansión de la red en un único horizonte de tiempo.
- ❖ Dinámica: su estudio es multianual y evalúa tasas de interés, inflación, costo de operación anual en comparación con varias redes de expansión propuestas anualmente.

1.3 ALCANCE

Desarrollar una herramienta computacional en base a un algoritmo evolutivo en MATLAB y en conjunto con el paquete computacional MATPOWER, realizar el análisis técnico – económico de expansión estática del sistema de transmisión ecuatoriano a largo plazo considerando como hipótesis del problema una demanda futura y un parque de generación conocido.

En base a un modelo matemático heurístico estimar el problema del planeamiento de la expansión del sistema de transmisión considerando restricciones técnico – económicas, para ser implementadas en la herramienta computacional MATLAB y permitir de esta manera entender las diversas posibilidades de optimizar el problema de expansión.

La respuesta del sistema de transmisión es probada en estado estable con estimaciones de demanda y programación en la operación a largo plazo. Es por ello que cada una de las simulaciones se las realiza en base a un flujo óptimo de potencia en corriente directa (DC), el cual tiene como principal objetivo efectuar un despacho óptimo de potencia activa considerando restricciones en la red eléctrica.

Dicho problema de optimización abarcará un gran espacio de probables caminos, los cuales serán analizados y respaldados con simulaciones técnicas que sean eficientes y de buena calidad en el análisis combinatorio matemático.

1.4 META

Efectuar un problema de optimización con algoritmos evolutivos en el paquete computacional MATLAB capaz de estimar las trayectorias adecuadas en el sistema de transmisión ecuatoriano a efectuarse en el largo plazo considerando un horizonte de planificación estático.

Comparar el costo de inversión de las líneas de transmisión de 230 y 500 kV propuesto por la Empresa de Transmisión de Energía Eléctrica S.A. (TRANSELECTRIC) en el plan de expansión del sistema nacional de transmisión 2008 – 2017, con el obtenido por el algoritmo evolutivo (algoritmo de rebotes simulados SRA).

Proponer una herramienta metodológica al proceso de planificación de transmisión, que permita obtener de forma aproximada una solución técnico-económica viable.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo general

Proporcionar una herramienta computacional que permita analizar el problema de la Expansión del Sistema Nacional de Transmisión a largo plazo utilizando algoritmos evolutivos, y considerando en la optimización los costos de la expansión de la transmisión.

Objetivos específicos

- ❖ Plantear el problema de planificación estática en la expansión de la transmisión a largo plazo sujeto a un conjunto de restricciones técnicas y económicas.
- ❖ Desarrollar una herramienta computacional en Matlab (Matriz Laboratory) para el análisis de la Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.
- ❖ Implementar el algoritmo evolutivo de rebotes simulados para el Planeamiento de la Expansión del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador.
- ❖ Validar el plan de expansión obtenido en la optimización, con el plan de expansión propuesto por TRANSELECTRIC.

CAPÍTULO II

PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En base a la teoría de flujos de potencia y a sus diferentes técnicas de optimización, se puede modelar el sistema de potencia y determinar su comportamiento tanto en condición normal como en condición de emergencia.

El cómo satisfacer una demanda dinámica de potencia y energía al mínimo costo de operación, en función de la capacidad de las unidades de producción, es una tarea compleja puesto que intervienen un infinito número de posibilidades para su solución. El restringir ese infinito número de posibilidades incluyendo restricciones de seguridad y operación del sistema se lo realiza mediante técnicas de optimización las cuales aplicadas a programas computacionales permiten obtener de manera adecuada y con un tiempo prudente la operación que debe realizar el sistema ya sea a largo, mediano, corto y muy corto plazo.

La oportuna planificación de los sistemas de potencia proporcionan, tanto al inversionista como al planificador, una visión de las necesidades de expansión del sector eléctrico a futuro, dependiendo de los resultados se puede incentivar la gestión económica del sector eléctrico interviniendo al proceso aspectos financieros, modelos de financiamiento, impacto de índices macroeconómicos, retorno de la inversión por la operación del sistema, entre otros, todos ellos enmarcados en un proceso regulatorio acorde a cada país.

2.1 FLUJOS DE POTENCIA

Un flujo de potencia es la denominación que se da a la solución en estado estacionario de un sistema de potencia bajo condiciones preestablecidas de generación, carga y topología de la red. Su resolución consiste en determinar tanto en magnitud como en ángulo los niveles de voltaje en cada una de las barras, los flujos de potencia que atraviesan por las líneas y transformadores, así como las pérdidas existentes en el sistema.

Son ampliamente utilizados para realizar diversos tipos de estudio tales como: planificación operativa del sistema, control en tiempo real, y planificación en la expansión de generación y transmisión del sistema eléctrico de potencia.

La solución a las ecuaciones de flujos de potencia $\bar{g} = (\bar{x}, \bar{u}, \bar{p}) = 0$ son consideradas aceptables cuando las variables de estado \bar{x} (voltajes en magnitud y ángulo), y variables dependientes $h(\bar{x})$ (flujos de potencia en los elementos) se encuentran dentro de sus límites normales de operación, en caso de no estarlo se realizan ajustes o modificaciones en las variables de control \bar{u} de los elementos que conforman el sistema (potencias de generación, posición de taps, entre otros), de tal manera que lleve al mismo a condiciones normales de operación para satisfacer las condiciones de las variables independientes de carga y topología preestablecidas \bar{p} [1].

$$\bar{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ x_{2N-1} \\ x_{2N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ V_1 \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_N \\ V_N \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Vector de variables de estado

$$\bar{u} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ u_{2N-1} \\ u_{2N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} \\ Q_{G1} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_{GN} \\ Q_{GN} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Vector de variables de control

$$\bar{p} = \begin{bmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ p_{2N-1} \\ p_{2N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{D1} \\ Q_{D1} \\ \vdots \\ \vdots \\ P_N \\ Q_N \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Vector de variables independientes

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE BARRAS

El problema en los flujos de potencia es determinar las variables de potencia activa, reactiva, magnitud de voltaje y ángulo (P , Q , $|V|$, θ) que se encuentran asociadas a cada una de las barras que conforman el sistema, la Tabla 2.1 proporciona un compendio de cada una de ellas.

La clasificación de barras en el sistema corresponde a [2]:

- a. Barra de voltaje controlado (PV).- Se especifica la magnitud de voltaje y potencia activa tras el ingreso a operación de un generador, quedando como incógnitas la potencia reactiva y el ángulo de la magnitud de voltaje (Q_{Gi} , θ_i), además a esta barra se pueden anexar condensadores sincrónicos y compensadores de variadores estáticos.
- b. Barra de carga (PQ).- Se especifica el consumo de potencia activa y reactiva, normalmente las cargas son asumidas como constantes (P_{Di} , Q_{Di}); quedando como incógnitas las componentes de voltaje y ángulo en los nodos (V_i , θ_i)
- c. Barra de dispositivos.- Es una condición especial asociada a equipos conversores HVDC (High Voltage Direct Current).
- d. Barra Slack u oscilante.- En ella se especifica la magnitud de voltaje y el ángulo de fase, normalmente es un generador de capacidad importante capaz de asumir las pérdidas de potencia en el sistema ya que estas no son conocidas con anterioridad y además de ser capaz de regular la frecuencia tras un cambio de potencia, en ciertas aplicaciones es conveniente mantener la potencia reactiva Q asociada a la barra slack dentro de límites razonables para un correcto flujo de potencia.

Tabla 2.1 Barras existentes en un sistema eléctrico de potencia

Tipo	Variables conocidas	Variables a determinar
Voltaje controlado (PV)	P_{Gi} , V_i	Q_{Gi} , θ_i
Carga (PQ)	P_{Di} , Q_{Di}	V_i , θ_i
De referencia u oscilante	V_i , θ_i	P_{Gi} , Q_{Gi}

2.1.2 FORMULACIÓN A LAS ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA EN CORRIENTE ALTERNA (AC)

La operación y evaluación de flujos de potencia en estado estable de un sistema eléctrico de potencia se realiza asumiendo una red trifásica balanceada representada por su diagrama unifilar de secuencia positiva.

Para desarrollar adecuadamente las ecuaciones de flujos de potencia, es necesario encontrar la relación entre las corrientes y voltajes inyectados en las barras que se representan en el sistema mostrado en la Figura 2.1.

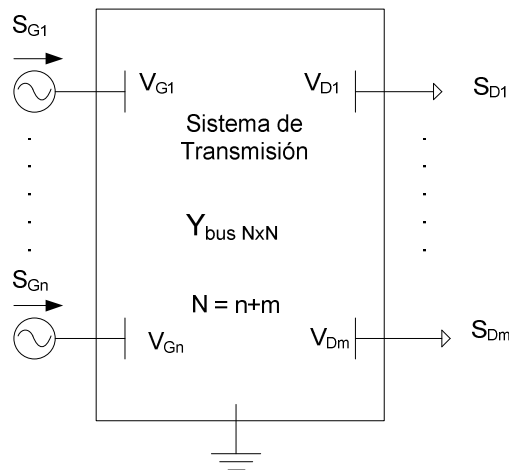


Figura 2.1 Sistema para resolver flujos de potencia

El sistema de potencia mostrado en la Figura 2.1 está compuesto por un gran número y variedad de componentes (generadores, transformadores, líneas de transmisión, cargas) interconectados entre sí. La corriente que fluye a través de cada una de ellos se puede relacionar por medio de la caída de voltaje existente a través de dichos elementos mediante un parámetro de admitancia Y o impedancia Z , los cuales expresan el comportamiento individual en estado estable de todas las componentes que actúan juntas para formar el sistema basadas en el análisis nodal de las ecuaciones de red, tal como establece la Ecuación (2.4).

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & \dots & Y_{2N} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{iN} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ Y_{N1} & Y_{N2} & \dots & Y_{Ni} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Matricialmente se obtiene:

$$\bar{I} = [Y_{buss}] \bar{E}$$

En la que:

\bar{I} = representa el vector de corrientes netas inyectadas a cada nodo,

\bar{E} = es el vector de los voltajes nodales con respecto a un nodo de referencia (tierra).

$[Y_{buss}]$ = se conoce como la matriz de admitancia de barra, que se construye como sigue:

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^N \frac{1}{Z_{ij}} \quad (2.5)$$

$$Y_{ij} = -\frac{1}{Z_{ij}} \quad (2.6)$$

$$\forall i, j = 1, 2, 3, \dots, N$$

Donde:

Y_{ii} = suma de las admitancias incidentes conectadas al nodo cuando $i = j$,

Y_{ij} = negativo de la admitancia de los elementos conectados entre los nodos ij ,

N = número de nodos en el sistema.

Puesto que no se conocen las inyecciones de corriente en cada una de las barras sino la potencia en varias de ellas, la potencia compleja inyectada a la barra i consiste de una potencia activa y una potencia reactiva expresada en función del voltaje nodal y de la corriente compleja conjugada inyectada en la barra i . Por lo tanto para cualquier barra i del sistema se tiene:

$$S_i = E_i I_i^* \quad (2.7)$$

$$S_i = E_i \sum_{k=1}^N Y_{ij}^* E_j^*$$

$$S_i = V_i \angle \theta_i \sum_{j=1}^N (G_{ij} - jB_{ij}) V_j \angle -\theta_j$$

Estas ecuaciones complejas también denominadas ecuaciones de balance de potencia, escritas en forma real serán:

$$\Delta P_i(\theta, V, P_i) = P_i - \sum_{k=1}^N V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] = 0 \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_i(\theta, V, P_i) = Q_i - \sum_{k=1}^N V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] = 0 \quad (2.9)$$

Donde P_i y Q_i son potencias de inyección, es decir:

$$S_i = \begin{cases} S_{G_i} = P_{G_i} + j Q_{G_i} & \text{para barras PV} \\ -S_{D_i} = -P_{D_i} - j Q_{D_i} & \text{para barras PQ} \end{cases}$$

Las ecuaciones de balance de potencia pueden ser representadas como se muestra en la Ecuación (2.10).

$$f(\bar{x}) = 0 \quad (2.10)$$

Existen dos ecuaciones por barra con dos variables conocidas y dos variables desconocidas, es decir, el problema es de dimensión $2N$. Estas ecuaciones son altamente no lineales debido a los términos seno y coseno, por lo que se usan técnicas numéricas para resolverlas, tales como el método de Gauss-Seidel, Newton Raphson, Newton Raphson Desacoplado Rápido, entre otros. La diferencia en cada uno de ellos radica en el algoritmo de optimización a implementarse para su solución.

2.1.3 MÉTODO DE NEWTON RAPHSON

Es uno de los métodos más utilizados para el estudio de sistemas de potencia, debido a su característica de convergencia y a su proceso dinámico e iterativo para solucionar las distintas ecuaciones algebraicas no lineales y transformarlas en lineales, determinando las variables de estado \bar{x} que satisfagan al sistema no lineal por medio de la expansión de las funciones no lineales en series de Taylor con n incógnitas como muestra la Ecuación (2.11).

$$\overline{\mathcal{H}}(\bar{X}) = \begin{cases} f_1(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = b_1 \\ f_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = b_2 \\ f_2(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = b_2 \\ \dots \dots \dots \\ f_N(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = b_n \end{cases} \quad (2.11)$$

A estas funciones se las linealiza asumiendo un valor inicial $X^{(0)}$, expresado en la Ecuación (2.12).

$$\mathcal{H}(X) = \mathcal{H}(X^{(0)}) + J(X^{(0)})(X - X^{(0)}) \quad (2.12)$$

Donde:

$\mathcal{H}(\bar{X})$ = representa el conjunto de ecuaciones no lineales

X = es el vector de variables de estado \bar{x}

$J(X^{(0)})$ = es una matriz conformada por las derivadas parciales de primer orden de $\mathcal{H}(X)$ con respecto a X , denominada matriz Jacobiana.

Sea $[X^0]$ una solución inicial aproximada como se aprecia en la Ecuación (2.13), en la que $\Delta X = [\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n]$ y corresponde a un vector de corrección.

$$[X] = [X^0] + [\Delta X] \quad (2.13)$$

El sistema de ecuaciones escrito para n incógnitas será:

$$\begin{aligned} f_1(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_2 \\ &\vdots \\ f_n(x_1^0 + \Delta x_1, x_2^0 + \Delta x_2, \dots, x_n^0 + \Delta x_n) &= b_n \end{aligned} \quad (2.14)$$

La Ecuación (2.14) puede expandirse usando el teorema de Taylor, en el que se desprecian los términos de segundo orden y superior. De forma general aplicando la Ecuación (2.13) a (2.14) se tiene que:

$$\mathcal{H}(X) = \mathcal{H}(X^{(0)}) + [\nabla \mathcal{H}(X)]^T|_{\bar{x}^0} (X - X^{(0)}) \quad (2.15)$$

Desarrollando la Ecuación (2.15) se transforma en:

$$\begin{aligned}
f_1([x_1^0]) + \frac{\partial f_1}{\partial x_1}(x_1^0)\Delta x_1 + \frac{\partial f_1}{\partial x_2}(x_2^0)\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial x_n}(x_n^0)\Delta x_n &= b_1 \\
f_2([x_2^0]) + \frac{\partial f_2}{\partial x_1}(x_1^0)\Delta x_1 + \frac{\partial f_2}{\partial x_2}(x_2^0)\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_2}{\partial x_n}(x_n^0)\Delta x_n &= b_2 \\
&\vdots \\
f_n([x_n^0]) + \frac{\partial f_n}{\partial x_1}(x_1^0)\Delta x_1 + \frac{\partial f_n}{\partial x_2}(x_2^0)\Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial x_n}(x_n^0)\Delta x_n &= b_n
\end{aligned} \tag{2.16}$$

Reordenando el conjunto de ecuaciones mostradas en la Ecuación (2.16) se tiene que:

$$\begin{bmatrix} b_1 - f_1(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ b_2 - f_2(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \\ \vdots \\ b_n - f_n(x_1^0, x_2^0, \dots, x_n^0) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_2}{\partial x_n}\right)_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)_0 & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_2}\right)_0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \tag{2.17}$$

Expresada la Ecuación (2.17) de forma matricial será:

$$[\Delta \mathcal{H}] = [J([X^0])] \cdot [\Delta X^0]$$

El proceso de convergencia dependerá de las funciones $\mathcal{H}(X)$ que se adopten, es por ello que si el proceso resulta convergente, para k iteraciones el error irá disminuyendo en cada una de las funciones como se muestra en las ecuaciones (2.18), (2.19) y (2.20).

$$\mathcal{H}(X^{(k-1)}) + J(X^{(k-1)}) (X^{(k)} - X^{(k-1)}) = 0 \quad (2.18)$$

$$\Delta X^{(k)} = X^{(k)} - X^{(k-1)} \quad (2.19)$$

$$\Delta X^{(k)} = -J^{-1}(X^{(k-1)}) \mathcal{H}(X^{(k-1)}) \quad \forall k = 1, 2, \dots \quad (2.20)$$

Actualizando los valores de $X^{(k)}$ por cada iteración finalizada se tiene que:

$$X^{(k)} = X^{(k-1)} + \mathfrak{F} \Delta X^{(k)} \quad (2.21)$$

Donde:

k = es el número de iteraciones,

\mathfrak{F} = es un control de paso constante ($0 < \mathfrak{F} \leq 1$) para garantizar la convergencia.

El proceso puede darse por concluido si cada uno de los elementos de $[\Delta H]$, en valor absoluto, son menores a un umbral prefijado ϵ :

$$\|\mathcal{H}(x^k)\| = \max |\mathcal{H}(x^k)| \leq \epsilon \quad (2.22)$$

Esta técnica converge rápidamente alrededor de 4 a 5 iteraciones donde ϵ es un umbral suficientemente pequeño por ejemplo 0,0001.

De manera resumida y aplicado a un sistema de potencia las ecuaciones antes mencionadas se tiene el siguiente algoritmo iterativo:

1. Se inicializa las variables de estado con los siguientes valores:

$$V_i^0 = 1, \quad \theta_i^0 = 0$$

2. En cada iteración ($k = 1, 2, \dots$), se calcula la matriz Jacobiana J_k .

$$\left. \frac{\partial h}{\partial X} \right|_{x^k} = J_k = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial h_1}{\partial x_1} \right|_{x^k} & \dots & \left. \frac{\partial h_1}{\partial x_N} \right|_{x^k} \\ \vdots & & \vdots \\ \left. \frac{\partial h_N}{\partial x_1} \right|_{x^k} & \dots & \left. \frac{\partial h_N}{\partial x_N} \right|_{x^k} \end{bmatrix}_{2N \times 2N} \quad (2.23)$$

3. Se resuelve el problema lineal mostrado en la Ecuación (2.23) y aplicando la siguiente expresión se puede encontrar los Δx^k .

$$J_k \Delta x^k = -h(x^k) \quad (2.24)$$

4. Se calcula el nuevo valor de las variables de estado de la siguiente iteración

$$x^{k+1} = x^k + \mathfrak{F} \Delta x^k \quad (2.25)$$

5. El proceso finaliza cuándo las variables de estado son menores a un umbral:

$$\|\mathcal{H}(x^k)\| = \max |\mathcal{H}(x^k)| \leq \epsilon \quad (2.26)$$

2.1.4 FLUJOS DE POTENCIA DE CORRIENTE DIRECTA (DC)

Este método se usa cuando no se desea conocer con precisión la magnitud de voltajes en barras del sistema y los flujos de potencia reactiva por la red.

La utilidad de este método radica en conocer de forma aproximada la distribución de potencia activa por la red, siendo de gran utilidad para estudios de

planificación en la expansión del sistema de transmisión, tal que permite analizar las distintas alternativas en la transferencia de potencia como es el caso del proyecto en estudio.

La característica principal de este método es la linealidad de las ecuaciones al relacionar las potencias inyectadas en los nodos con los ángulos nodales de voltaje.

El método en cuestión parte de la ecuación de potencias activas netas inyectadas en las barras. De manera ilustrativa se toma una red de 2 nodos como se puede observar en la Figura 2.2.

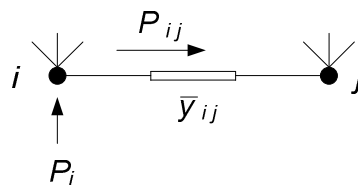


Figura 2.2 Red de dos nodos

Acorde a la Figura 2.2 la potencia inyectada al nodo i será:

$$P_i = \sum_k V_i \cdot V_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.27)$$

Las condiciones necesarias para simplificar la Ecuación (2.27) de potencia activa son:

- ✓ En líneas de transmisión $G_{ij} \ll B_{ij} \therefore G_{ij} \approx 0$.
- ✓ $\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$ en radianes
- ✓ Voltaje en barras del sistema $V_i, V_j = 1$ p.u.

Al proporcionar estas consideraciones a la Ecuación (2.27), se tiene que:

$$P_i = \sum_j B_{ij} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_j)$$

$$P_i = \sum_j B_{ij} \cdot (\theta_i - \theta_j) \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (2.28)$$

Donde la Ecuación (2.28) constituye un conjunto lineal de ecuaciones en el que las incógnitas son los ángulos de voltaje de las barras del sistema. Expresando la Ecuación (2.28) matricialmente se obtiene:

$$\bar{P} = -[B] \cdot \bar{\theta} \quad (2.29)$$

Donde $[B]$ es la parte imaginaria o compleja de la matriz de admitancia Y_B , para toda barra excepto la oscilante donde $\bar{\theta} = 0$. Las incógnitas a determinarse son los ángulos de voltaje en las barras del sistema, una vez obtenidos los valores de los ángulos, se encuentra el valor de los flujos de potencia activa por los elementos de la red.

$$P_{ij} = \frac{(\theta_i - \theta_j)}{X_{ij}} \quad (2.30)$$

Donde:

X_{ij} = es la reactancia del elemento entre la barra i y la barra j ,

$(\theta_i - \theta_j)$ = corresponde a la diferencia angular entre las barras del sistema.

Las pérdidas en el sistema son cero por tanto $\sum P_i = 0$, mientras que la potencia en la barra oscilante es $P_l = -\sum_i P_i \quad \forall i \neq l$.

Ejemplo A

Del sistema mostrado en la Figura 2.3 se desea conocer el flujo de potencia activa existente en el mismo al aplicar las ecuaciones de potencia de corriente directa (DC).

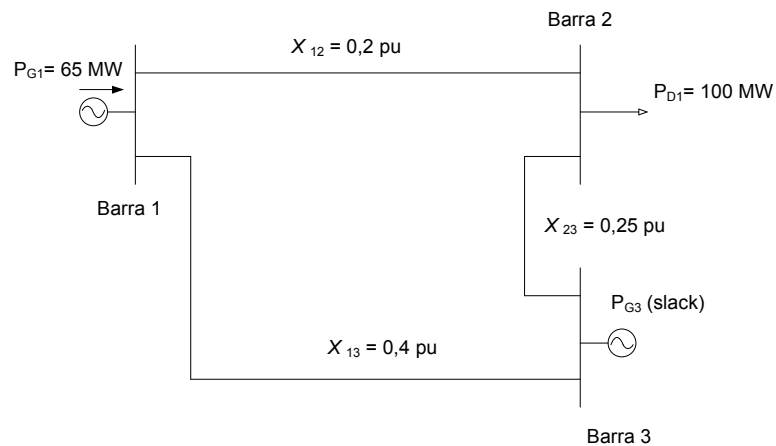


Figura 2.3 Sistema ilustrativo de 3 barras para un modelo DC

Aplicando las ecuaciones preestablecidas anteriormente al sistema de la Figura 2.3, y trabajando con una base de 100 MVA tenemos:

1. De la Ecuación (2.29) se resuelve:

$$\bar{P} = -[B] \cdot \bar{\theta}$$

2. Considerando que $V_1, V_2, V_3 = 1$
3. Ángulo de la barra slack $\theta_3 = 0$
4. Se determinar la matriz de las componentes que conforman el sistema.

$$-[B] = - \begin{bmatrix} 7,5 & -5 \\ -5 & 9 \end{bmatrix}$$

5. Aplicando la Ecuación (2.29), las variables a determinar son $\theta_1, \theta_2 = ?$

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7,5 & -5 \\ -5 & 9 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7,5 & -5 \\ -5 & 9 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0,65 \\ -1 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,02 \\ -0,1 \end{bmatrix}$$

6. Aplicando la Ecuación (2.30), se encuentra los flujos de potencia por cada una de las líneas de transmisión.

$$P_{12} = \frac{(\theta_1 - \theta_2)}{X_{12}} = \frac{(0,02 - (-0,1))}{0,2} = 0,6 \quad P_{13} = \frac{(\theta_1 - \theta_3)}{X_{13}} = \frac{(0,02 - 0)}{0,4} = 0,05$$

$$P_{23} = \frac{(\theta_2 - \theta_3)}{X_{23}} = \frac{(-0,1 - 0)}{0,25} = -0,4$$

7. La potencia de inyección por parte de la barra oscilante al sistema será:

$$P_l = - \sum_i P_i \quad \forall i \neq l$$

$$P_l = P_{G_l} - P_{D_l}$$

$$P_l = - 0,65 + 1 = 0,35$$

2.2 DESPACHO ECONÓMICO

La forma de redistribuir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles haciendo que éstos trabajen dentro de sus límites operativos al mínimo costo total de generación es lo que se denomina despacho económico o despacho óptimo de potencia activa [1].

El costo de generación es variable debido a que las centrales convierten sus distintos tipos de energía primaria (agua, carbón, fuel-oil, gas natural, entre otras) en energía eléctrica.

2.2.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Para satisfacer una demanda existe infinito número de posibilidades en la distribución de potencia activa con respecto a los \tilde{n} generadores disponibles en las barras de generación y por tanto existe un infinito número de soluciones de flujos de potencia para una condición de carga.

Minimizando los costos totales de \tilde{n} generadores en base a la producción de potencia activa que estos generan, se plantea la función objetivo presentada en la Ecuación (2.31).

$$\text{Min } F_T = \sum_{i=1}^{\tilde{n}} F_i(P_{Gi}) \quad (2.31)$$

$$\forall i = 1, 2, \dots, \tilde{n}$$

Donde:

P_{Gi} = potencia activa generada por la unidad i [MW]

F_i = costo de la unidad i en [\$/h]

\tilde{n} = número de nodos en el sistema.

La restricción esencial radica en que la potencia generada debe ser igual a la suma de la potencia demandada más las pérdidas de transporte o también denominado balance de potencia activa en la red tal como muestra la Ecuación (2.32).

$$\sum_{i=1}^{\tilde{n}} P_{Gi} = P_{D,total} + P_{perd} \quad (2.32)$$

La Ecuación (2.31) se encuentra en función de los límites de producción de los \tilde{n} generadores, es por ello que para un generador i su límite de operación será:

$$P_{Gi}^{\min} < P_{Gi} < P_{Gi}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, \tilde{n} \quad (2.33)$$

Por lo tanto la resolución de un problema de despacho económico radica en encontrar los P_{Gi} necesarios que minimicen el costo total de producción, sujeto al balance de potencia activa y a los límites de producción en los generadores como se expresan en las Ecuaciones (2.31), (2.32) y (2.33) respectivamente.

2.2.2 DESPACHO ECONÓMICO SIMPLIFICADO

La formulación más sencilla de un despacho económico es aquella en la que no se considera el sistema de transmisión y por tanto no se toman en cuenta las pérdidas activas que fluyen por el sistema, asumiendo que la generación está junto a la carga (barra única).

Para realizar el proceso de optimización sea este de maximización o minimización de una función no lineal se puede aplicar la técnica de los multiplicadores de Lagrange como se representa en la Ecuación (2.34).

$$\mathcal{L}(P_{Gi}, \lambda) = \sum_{i=1}^{\tilde{n}} FL(P_{Gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^{\tilde{n}} P_{Gi} - P_{Dtotal} \right) \quad (2.34)$$

Donde λ es el multiplicador de Lagrange que representa el costo incremental de producción de la unidad i . La función de costo de un generador i , es independiente de la función de costo de cualquier otro generador.

En base a derivadas parciales se desarrolla la Ecuación (2.34) de donde se obtiene que:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial F(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda = 0; \quad i = 1, \dots, \bar{n}$$

$$\frac{\partial F(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad (2.35)$$

La Ecuación (2.35) expresa que el mínimo costo de operación se obtiene cuando todos los generadores trabajan a igual costo incremental.

Desarrollando la otra parte de la Ecuación (2.34), la solución será aquella en la cual operen los generadores de $1 \dots \bar{n}$ para satisfacer una demanda P_{Dtotal} .

$$\frac{\partial \mathcal{L}(\cdot)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^{\bar{n}} P_{Gi} + P_{Dtotal} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{\bar{n}} P_{Gi} = P_{Dtotal} \quad (2.36)$$

Si la función de costo a minimizar es una función cuadrática el procedimiento es el siguiente:

$$\text{Min } F_i(P_{Gi}) = \text{Cost} + b_i P_{Gi} + a_i P_{Gi}^2 \quad (2.37)$$

Donde:

Cost = son los costos fijos en [\$/h] cuando la producción es cero,

a_i, b_i = caracterizan la curva de costo del generador i a un respectivo nivel de generación P_{Gi} .

Sujeto a:

- ✓ La ecuación de balance de potencia activa como se muestra en la Ecuación (2.32).
- ✓ Los límites de producción de los generadores P_{Gi} formulada en la Ecuación (2.33).

Aplicando la Ecuación (2.35) para \tilde{n} unidades de generación a iguales costos incrementales se tiene que:

$$\frac{dF(P_{G1})}{dP_{G1}} = \frac{dF(P_{G2})}{dP_{G2}} = \dots = \frac{dF(P_{G\tilde{n}})}{dP_{G\tilde{n}}} = \lambda$$

Por tanto el nuevo sistema de ecuaciones lineales a resolver será:

$$\begin{aligned} 2a_1P_1 - \lambda &= -b_1 \\ 2a_2P_2 - \lambda &= -b_2 \\ 2a_{\tilde{n}}P_{\tilde{n}} - \lambda &= -b_{\tilde{n}} \end{aligned} \tag{2.38}$$

Reordenando matricialmente la Ecuación (2.38):

$$\begin{pmatrix} 2a_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 2a_2 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 2a_3 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2a_{\tilde{n}} & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_{\tilde{n}} \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ -b_3 \\ -b_{\tilde{n}} \\ P_D total \end{pmatrix} \tag{2.39}$$

En caso de existir violación en los límites de P_{Gi} luego de aplicar la Ecuación (2.39), esta se redefine de tal manera que se sustituye por los límites de potencia activa violados.

$$P_{Gl} = P_{Gl}^{\min} \quad \text{o} \quad P_{Gl} = P_{Gl}^{\max}$$

Por ejemplo asumiendo que los resultados obtenidos de un proceso de despacho violan los límites de operación del generador 3, este se redefine la de la siguiente manera:

$$\begin{vmatrix} 2a_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 2a_2 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 2a_n & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{vmatrix} * \begin{vmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_n \\ \lambda \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ P_i \text{lim (maxo min)} \\ -b_n \\ P_D \text{total} \end{vmatrix}$$

2.2.3 CURVA DE COSTOS DE LOS GENERADORES

A cada generador térmico le corresponde una función $F_i(P_{Gi})$ que relacione la producción en [MW] y el costo de dicha producción en [\$/h], una de las componentes más importantes en la producción de potencia de un generador es el costo por combustible.

La curva de costo por combustible se la puede obtener de manera experimental midiendo la cantidad de combustible por hora [Kcal/h o MBtu/h] que se consume para una potencia fija de generación. Dicha curva se la aproxima por medio de una función convexa a curvas cuadráticas o lineales por segmentos también denominadas curvas de entrada y salida como se muestran en la Figura 2.4.

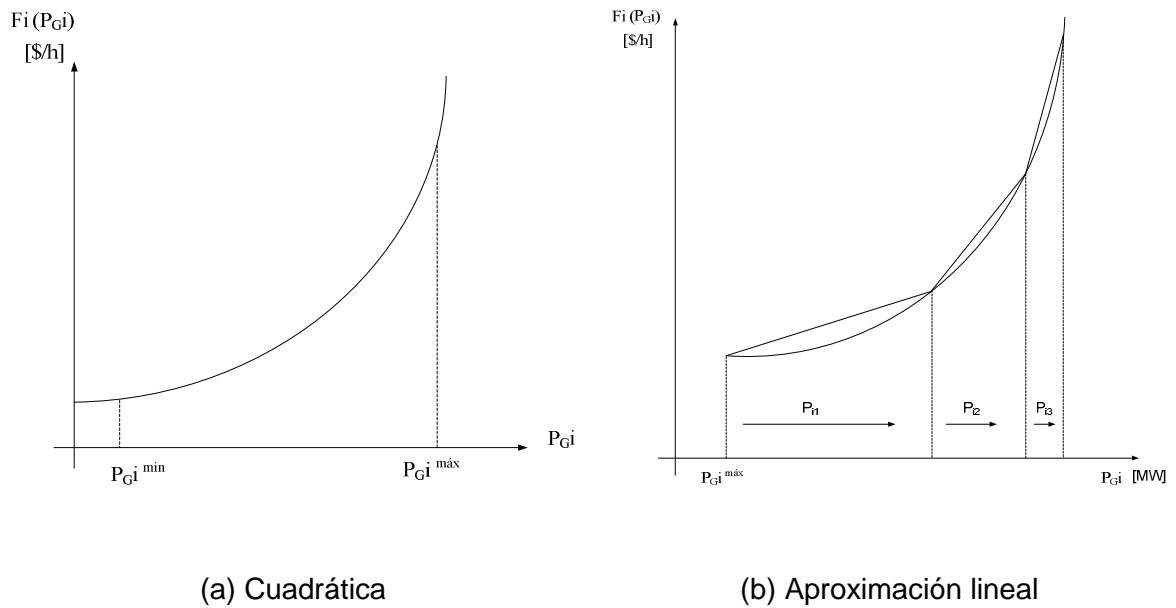


Figura 2.4 Curvas de entrada y salida

La no linealidad de la curva de entrada y salida expuesto en la Figura 2.4 (b), se la puede expresar como un conjunto de funciones lineales que representen las distintas potencias (P_{i1}, P_{i2}, P_{i3}) producidas por una unidad i a un determinado costo, donde a cada segmento l le corresponde una determinada pendiente (s_{i1}, s_{i2}, s_{i3}) .

La función de costo para una unidad térmica se formula en la Ecuación (2.40)

$$F_i(P_i) = F_i(P_i^{\min}) + s_{i1}P_{i1} + s_{i2}P_{i2} + s_{i3}P_{i3} \quad (2.40)$$

$$0 \leq P_{il} \leq P_{il}^+ \quad \forall \quad l = 1, 2, 3$$

$$P_i = P_i^{\min} + P_{i1} + P_{i2} + P_{i3}$$

De esta manera la función de costo deja de ser no lineal o cuadrática para pasar a formar parte de una aproximación lineal [3].

Es por esta razón que uno de los métodos más utilizados por su aproximación a la realidad para representar la función de costo en los generadores es mediante una función de costos lineales de varios segmentos, donde para una demanda específica la entrega de potencia se inicializa a P^{min} con aquella unidad que posea el segmento de menor costo incremental de las máquinas en conjunto, si la demanda no ha sido abastecida entrará en funcionamiento aquel segmento lineal contiguo al anterior que posea el segundo menor costo incremental y así sucesivamente hasta que la potencia entregada al sistema por parte de las unidades sea igual a la demanda o a la demanda más las pérdidas, la Figura 2.5 muestra una analogía de lo mencionado.

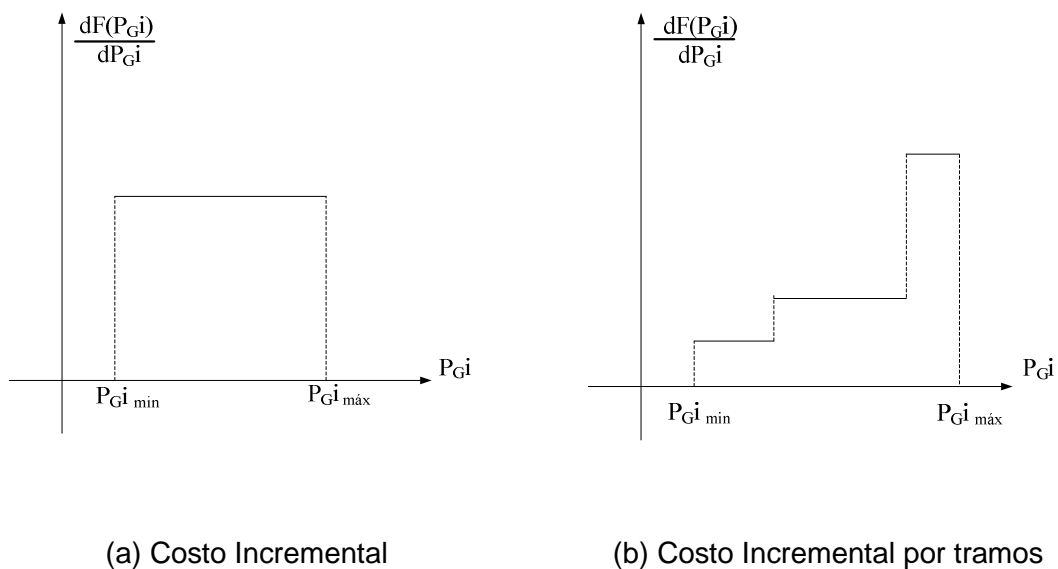


Figura 2.5 Función de costo lineal por tramos

Donde:

- (a) = Representa el costo incremental de una unidad térmica al mínimo costo de operación.
- (b) = Curva de costo incremental por tramos, indica un conjunto de unidades térmicas puestas en orden representando los mínimos costos por tramos en su operación

2.3 FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA (OPF) [3, 4]

El principal objetivo de un OPF es optimizar las condiciones de operación del sistema en estado estacionario, determinando el valor de las potencias de generación tal que minimicen una función objetivo y cumplan una serie de restricciones que satisfagan al problema.

Posee diversas aplicaciones que van desde la planificación hasta la operación del sistema eléctrico de potencia, dependiendo de su requerimiento se puede incorporar a su función objetivo aspectos económicos, de seguridad y ambientales, los cuales pueden ser resueltos usando un algoritmo adecuado de optimización.

2.3.1 VARIABLES DE CONTROL

En un OPF existen muchas variables ajustables o de control que pueden ser especificadas.

- ❖ Magnitud de voltaje de los nodos de generación.
- ❖ Potencia activa y reactiva asignada a las unidades de generación.
- ❖ Posición de los taps en los transformadores.
- ❖ Ajuste en el ángulo de los transformadores con cambio de fase.
- ❖ Potencia reactiva de los condensadores sincrónicos.
- ❖ Compensación de potencia reactiva [MVAR].
- ❖ Deslastre de carga.
- ❖ Flujo DC en líneas.

Por tanto el OPF permite ajustar estas variables de control u tomando valores continuos dentro de sus límites con el fin de optimizar la operación del sistema.

Las variables que se obtienen a partir de las variables de control se las denomina variables de estado así tenemos:

- ❖ Magnitud de voltaje en cada una de las barras de carga del sistema.
- ❖ Potencia en la barra slack.
- ❖ Potencia reactiva asignada a los generadores.

- ❖ Ángulo de fase en todas las barra exceptuando la slack.
- ❖ Flujos de potencia en la red de transmisión.

2.3.2 FUNCIÓN OBJETIVO

El problema de optimización a tratar es expresado como una programación no lineal sujeta a un conjunto de ecuaciones lineales y no lineales, existen diferentes funciones objetivos en un OPF dando así una herramienta analítica muy flexible, entre ellas se destacan:

- ❖ Minimizar costos de generación.
- ❖ Minimizar las pérdidas de transmisión tanto de potencia activa como de potencia reactiva.
- ❖ Minimizar costos por interrupción de carga.
- ❖ Minimizar el número de reprogramación en los controles.
- ❖ Minimizar las emisiones contaminantes producidas por los generadores térmicos.

2.3.3 RESTRICCIONES DE IGUALDAD

Son normalmente ecuaciones de balance de carga que consideran un punto de equilibrio tanto de potencia activa como de potencia reactiva en los nodos del sistema eléctrico. Así las ecuaciones de flujos de potencia constituyen el enlace entre las variables de control y las variables de estado.

Las Ecuaciones (2.41) y (2.42) corresponden a las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva producto de la potencia producida por una unidad de generación para satisfacer la demanda tal como muestra la Figura 2.6.

$$P_q(V, \theta) + P_{Dq} - P_{Gq} = 0 \quad \forall q = 1, 2, \dots, w \quad (2.41)$$

$$Q_q(V, \theta) + Q_{Dq} - Q_{Gq} = 0 \quad \forall q = 1, 2, \dots, w \quad (2.42)$$

Donde

w = es el conjunto de todos los nodos del sistema excepto el oscilante.

P_{Gq}, Q_{Gq} = corresponde a la potencia activa y reactiva programada en el q -ésimo generador.

P_{Dq}, Q_{Dq} = demanda conectada en el q -ésimo nodo

$P_q(V, \theta), Q_q(V, \theta)$ = son las potencias activa y reactiva inyectada en el q -ésimo nodo.

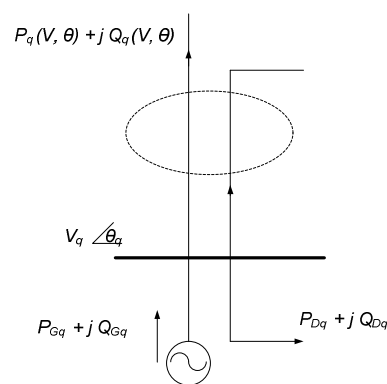


Figura 2.6 Nodo genérico de un sistema eléctrico de potencia (q -ésimo nodo)

2.3.4 RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD

Considera los límites que deben cumplir las variables de control y de estado en los elementos que conforman el sistema, las más destacados son:

- ❖ Límites de potencia activa y reactiva de generación: refleja los límites operativos y térmicos de un generador.

$$P_{Gq}^{\min} \leq P_{Gq} \leq P_{Gq}^{\max} \quad (2.43)$$

$$Q_{Gq}^{\min} \leq Q_{Gq} \leq Q_{Gq}^{\max}$$

- ❖ Límites de velocidad de cambio de generación: se da en máquinas térmicas las cuales deben cambiar la generación de potencia en un corto intervalo obedeciendo a un límite de velocidad para su cambio de generación.

$$P_{Gq}^t = P_{Gq}^{t-1} + \Delta P_{Gq} \quad (2.44)$$

$$\Delta P_{Gqmin} \leq \Delta P_{Gq} \leq \Delta P_{Gqmax}$$

Donde:

P_{Gq}^t = potencia asignada a la q -ésima unidad a una hora t .

P_{Gq}^{t-1} = potencia asignada a la q -ésima unidad para la hora previa.

ΔP_{Gq} = es el cambio en la velocidad de generación permitida para la q -ésima unidad.

- ❖ Límites en las magnitudes de voltaje en barras de carga y generación.

$$|V_q|_{min} \leq |V_q| \leq |V_q|_{max} \quad (2.45)$$

- ❖ Límites en los flujos de potencia activa y reactiva en las ramas, cuyo objetivo es el de mantener la seguridad del equipamiento como líneas y transformadores, estos límites están sujetos a restricciones térmicas de los equipos en cuestión.
- ❖ Límite de la posición de taps en transformadores con cambiadores de tap, para controlar la magnitud de voltaje y por tanto el flujo de potencia reactiva.
- ❖ Requerimiento de reserva rodante.

En un OPF se pueden también incluir restricciones que representen la operación del sistema después de haberse producido una contingencia, estos "límites de seguridad" siguen intrínsecamente a un OPF para realizar un despacho del sistema de generación de manera defensiva forzando al sistema con la

característica primordial de que el resultado de voltaje y flujos por las líneas aún se encuentren dentro de sus límites de operación.

$$|V_q|_{min} \leq |V_q| \text{ (con la salida de una línea } zc) \leq |V_q|_{max} \quad (2.46)$$

$$MVA_{re}min \leq MVA_{re} \text{ (con la salida de una línea } zc) \leq MVA_{re}max \quad (2.47)$$

El OPF utilizará las restricciones anteriores para prevenir la post-contingencia de voltaje en una barra q o la post-contingencia para un flujo de potencia en la línea re en caso de que una línea zc se encuentre fuera de servicio (SCOPF).

2.3.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

De manera general un OPF puede ser expresado como un problema de optimización no lineal con restricciones.

$$\text{Min } f(\bar{x}, \bar{u}) \quad (2.48)$$

Sujeto a:

$$g(\bar{x}, \bar{u}) = 0 \quad (2.49)$$

$$h(\bar{x}, \bar{u}) \leq 0 \quad (2.50)$$

Donde $g(\bar{x}, \bar{u})$ representa las restricciones de igualdad mientras $h(\bar{x}, \bar{u})$ corresponde a las restricciones de desigualdad (límites en las variables de control y límites de operación del sistema de potencia).

Mediante el método de programación lineal las ecuaciones de flujos de potencia pueden ser representadas por un flujo de potencia AC o un flujo de potencia en DC, en este caso se considera un modelo simplificado de la red o también denominado flujo óptimo de potencia en DC [5].

De todas las funciones objetivo mencionadas la más utilizada es la minimización de los costos de generación de potencia activa como muestra la Ecuación (2.51).

$$\text{Min}_{\theta, P_G} \sum_{q=1}^n F_q(P_{Gq}) \quad (2.51)$$

Restricciones:

- ❖ Balance de potencia activa

$$B_{bus} \theta = P_{Gq} - P_{Dd} - P_q - G_{sh} \quad (2.52)$$

- ❖ Límite de potencia activa de la línea, desde el nodo de envío.

$$B_q \theta \leq P^{m\acute{a}x} - P_q \quad (2.53)$$

- ❖ Límite de potencia activa de la línea, al nodo de recepción.

$$-B_q \theta \leq P^{m\acute{a}x} + P_q \quad (2.54)$$

- ❖ Límite de potencia activa en las unidades de generación

$$P_{Gq}^{min} < P_{Gq} < P_{Gq}^{m\acute{a}x} \quad (2.55)$$

- ❖ Los parámetros de solución son las potencias activas de generación en las barras PV.

$$\begin{bmatrix} P_{G1} \\ P_{G2} \\ \vdots \\ P_{Gn} \end{bmatrix}$$

Donde:

F_q = es el costo de producción de una unidad q en [\$/h]

P_{Gq} = potencia generada por la unidad q [MW]

P_q = potencia activa inyectada en el q -ésimo nodo

G_{sh} = la conductancia de los distintos elementos shunt que pueden conectarse a una barra

Ejemplo B

El sistema de 3 barras mostrado en la Figura 2.7 se encuentra conformado por 3 unidades de generación las cuales deben satisfacer una demanda de 520 [MW].

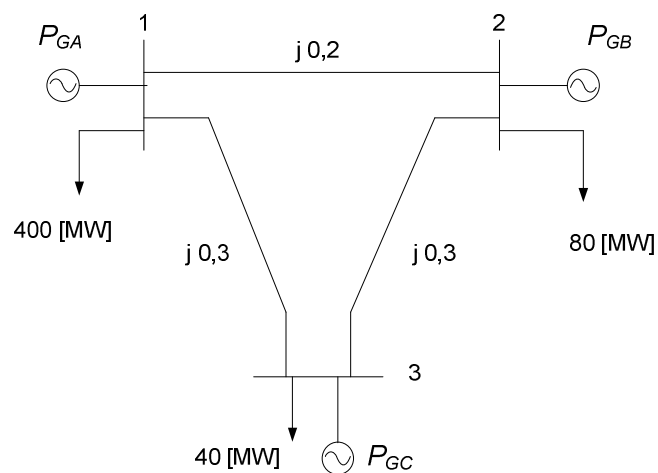


Figura 2.7 Sistema ilustrativo de 3 barras

La función de costo de las centrales son expresadas en [\$/h] y corresponden a una función cuadrática la misma que se encuentra definida de la siguiente manera:

$$F(P_{GA}) = 15 + 1,4P_{GA} + 0,04 P_{GA}^2$$

$$F(P_{GB}) = 25 + 1,6P_{GB} + 0,05 P_{GB}^2$$

$$F(P_{GC}) = 20 + 1,8P_{GC} + 0,02 P_{GC}^2$$

Se desea minimizar los costos de producción de las unidades de generación, sujetas a un límite en la capacidad de transporte.

$$\text{Min } FT = F(P_{GA}) + F(P_{GB}) + F(P_{GC})$$

Sujetas a:

$$0 \leq P_{r\check{g}} \leq 120 \text{ [MW]} \quad r, \check{g} = 1,2,3 \quad r \neq \check{g}$$

Donde $P_{r\check{g}}$ es la potencia que fluye desde el nodo r al nodo \check{g} .

Desarrollo:

- ✓ Aplicando la Ecuación (2.39) de un modelo simplificado de despacho económico se obtiene las potencias de inyección de las centrales de generación así como el costo incremental λ expresado en [\$/MWh].

$$\begin{bmatrix} 0,08 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0,1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0,04 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{GA} \\ P_{GB} \\ P_{GC} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1,4 \\ -1,6 \\ -1,8 \\ 520 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} P_{GA} \\ P_{GB} \\ P_{GC} \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 140 \\ 110 \\ 270 \\ 12,6 \end{bmatrix}$$

- ✓ Con los datos obtenidos del despacho de potencia activa de cada una de las unidades se emplea la Ecuación (2.29) para determinar los flujos de potencia existentes en el sistema.

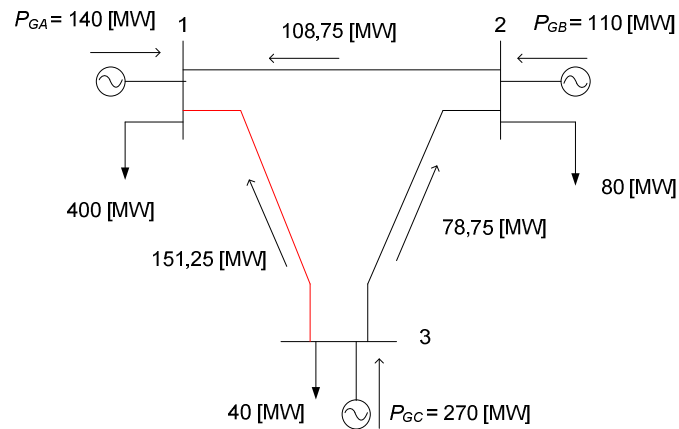


Figura 2.8 Despacho económico con violación en el sistema de transporte

Como se observa en la Figura 2.8 el resultado al despacho económico encontrado viola los límites en la capacidad del sistema de transporte entre los nodos 1 y 3 llevando a operar a esta línea de transmisión sobre su capacidad nominal.

- ✓ Es necesario aplicar las Ecuaciones (2.53), (2.54), correspondientes a un flujo óptimo de potencia para llevar al sistema a un estado normal de operación sin irrespectar las condiciones del sistema de transporte.

Este proceso de optimización se lo realiza mediante el paquete computacional MATPOWER obteniendo los resultados óptimos de generación y flujos por las líneas para abastecer la carga solicitada tal como se muestra en la Figura 2.9

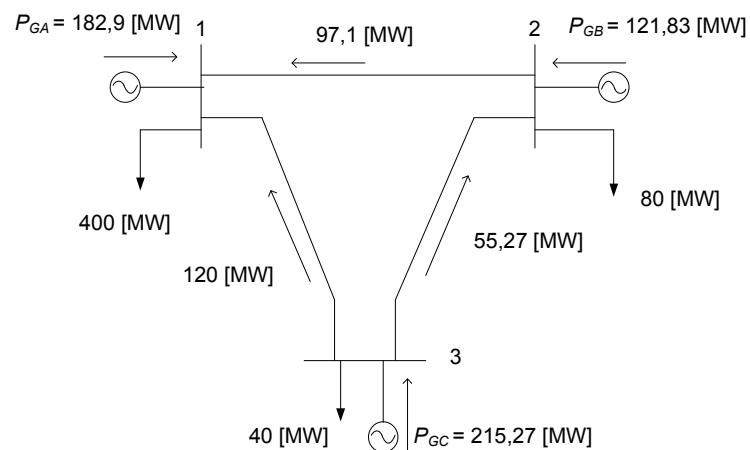


Figura 2.9 Solución óptima al sistema

Tabla 2.2 Resumen del Costo Total de Producción

Generadores	Flujo de Potencia	Despacho Lagrange	Flujo Óptimo de Potencia
G_1 [MW]	200	140	182,9
G_2 [MW]	100	110	121,33
G_3 [MW]	220	270	215,27
Costo total [US\$/h]	3964	3765	3905,52

La Tabla 2.2, es un resumen del costo total de generación al satisfacer la demanda mediante: un flujo de potencia cualquiera, un despacho económico utilizando multiplicadores de Lagrange y un flujo óptimo de potencia. En ella se puede apreciar que un despacho en las unidades de generación cualquiera involucra un costo de 3964 [US\$/h], es por ello que con el objeto de minimizar este valor se realiza un despacho económico determinando como solución mínima al problema un costo total de producción de 3765 [US\$/h]. La generación encontrada en cada una de las unidades mediante el despacho económico posee la característica de no respetar la capacidad en la transferencia de potencia de las líneas de transmisión, por lo cual se procede aplicar un flujo óptimo de potencia de tal manera que se encuentren las variables de solución (potencias de generación) que le permita por un lado, satisfacer la demanda al mínimo costo de inversión y por otro cumplir con las restricciones técnicas impuestas en la capacidad de transporte, el costo total de generación es de 3905,52 [US\$/h] al aplicar este método.

2.4 PLANIFICACIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La planificación en los sistemas eléctricos de potencia es el proceso mediante el cual se determina qué facilidades se deben proveer para satisfacer una demanda futura por electricidad, encontrando una meta al balance social y buscando optimizar nuevas instalaciones de centrales de generación y líneas de transmisión, tal que el costo de inversión así como el daño ambiental sea el mínimo; en la optimización se debe considerar altos niveles de seguridad y cierto nivel de confiabilidad.

La Figura 2.10 muestra la planificación de un sistema eléctrico en la que se necesita conocer el comportamiento de las curvas de consumo eléctrico (anual,

estacional, mensual) como uno de los elementos indicativos del desarrollo económico de un país, donde, a medida que aumenta la población y la industria se hace notorio una mayor cantidad de requerimientos de la demanda de energía eléctrica, por lo que se prevé dichas necesidades realizando proyecciones a mediano y largo plazo. En función de las previsiones de crecimiento de la demanda, de las alternativas tecnológicas existentes y sus costos, se procede a tomar un caso de estudio donde es necesario contemplar horizontes de planificación puesto que las inversiones a realizarse se justifican por los beneficios que proporcionan al operar el sistema durante toda su vida útil.

Existe una interrelación al momento de realizar la planificación en la expansión del sistema de generación con el sistema de transmisión, este último normalmente se encuentra supeditado a la inversión de nueva generación. En ambos casos de expansión su planificación abarca una serie de características y restricciones tales como: tipo de unidades a implementarse, capital necesario para la inversión, costo de operación, nivel de voltaje, nuevos equipos a implementarse, derechos de paso, entre otros; todos ellos se encuentran sujetos a un conjunto de restricciones como son los riesgos de inversión, impacto ambiental, confiabilidad, etc.

Esto hace de la planificación una toma de decisiones dinámica en el tiempo ya que deben ser revisadas periódicamente a medida que, la realidad del crecimiento de la demanda, de las innovaciones tecnológicas o de otro tipo de características, sean capaces de modificar las hipótesis de partida de los planes iniciales de expansión.

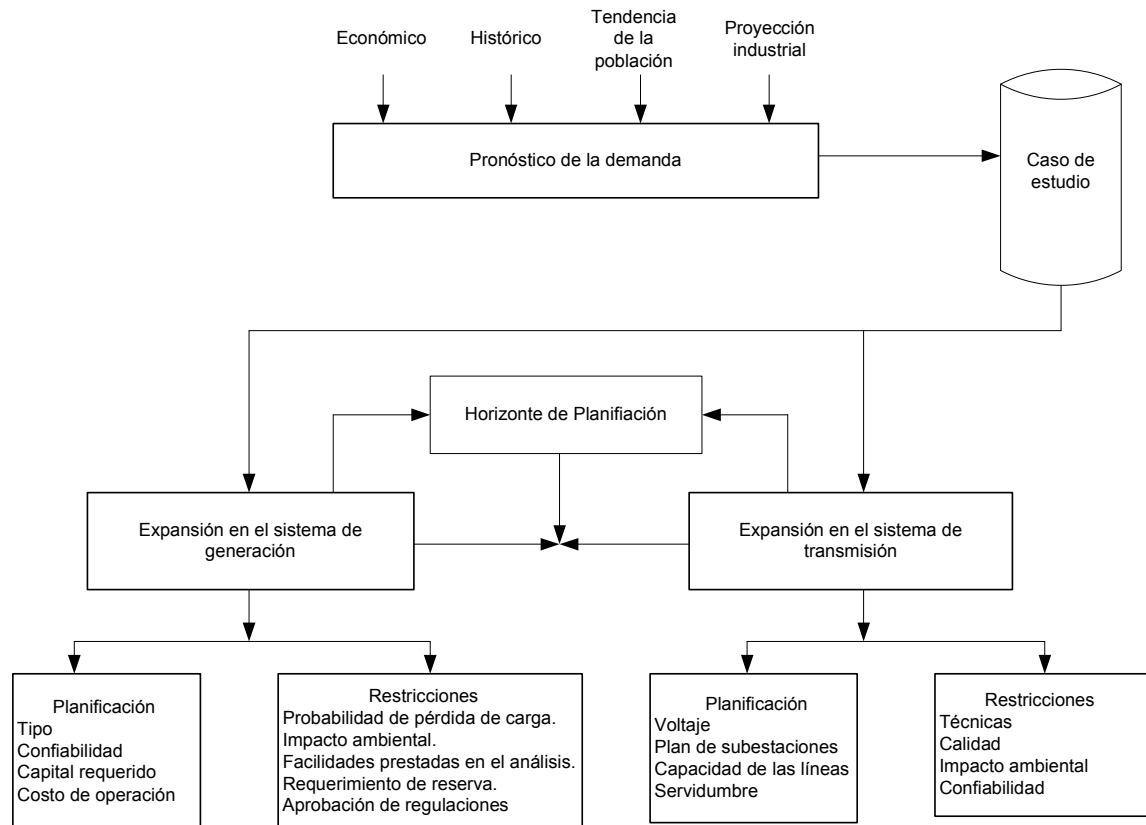


Figura 2.10 Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia

2.4.1 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

De acuerdo al período de estudio la expansión del sistema de transmisión puede ser clasificada en planificación estática y planificación dinámica.

❖ PLANIFICACIÓN ESTÁTICA

Realiza la búsqueda de la expansión óptima de la red para cada escenario en particular dentro del horizonte de planificación, sin interesar cuando serán instalados los nuevos circuitos. Lo que se busca es la opción óptima de expansión para un escenario definido del sistema de potencia sin interesar restricciones de tiempo que acoplen la evolución del sistema año tras año dentro del horizonte de planificación [7].

Como se muestra en la Figura 2.11, se establece como punto de partida el año 2007 donde se conoce de ante mano los nuevos proyectos de generación y demanda futura, se requiere determinar la expansión del sistema de transmisión

cuando la generación planificada esté disponible para satisfacer la demanda, entonces se fija un punto T dentro del horizonte de planificación a largo plazo que puede ser el año 2020 o el año 2021 o el año 2022, donde se realiza el estudio técnico-económico oportuno tal que le permita conocer al planificador de manera aproximada la inversión y la expansión de la red de transporte específica para ese punto T en el tiempo.

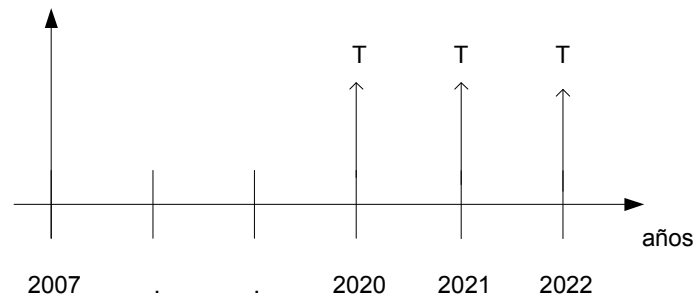


Figura 2.11 Horizonte de planificación estático

El tema de esta investigación estaba solo enfocado a la Planificación Estática, pero se ha implementado sin ningún esfuerzo computacional una aproximación denominada Planificación Estática Multianual, la cual se detalla más adelante.

❖ PLANIFICACIÓN DINÁMICA

Comprende varios escenarios en el período de planificación, existiendo una estrategia de expansión óptima a lo largo de este período de forma multianual con restricciones de tiempo para considerar el acoplamiento durante los años dentro del horizonte de planificación. Por tal motivo la planificación dinámica se convierte en un problema muy complejo, ya que no solo toma en cuenta el número y ubicación de los equipos en la red sino define el tiempo en que estos serán instalados considerando el costo de oportunidad del capital invertido [7].

En la Figura 2.12 se aprecia el proceso de expansión al realizar la planificación dinámica donde se toma en cuenta un intervalo de estudio 2020 – 2022 en el cual se requiere conocer cuáles son las líneas de transmisión a operar tanto en el año 2020, en el año 2021 y en el año 2022.

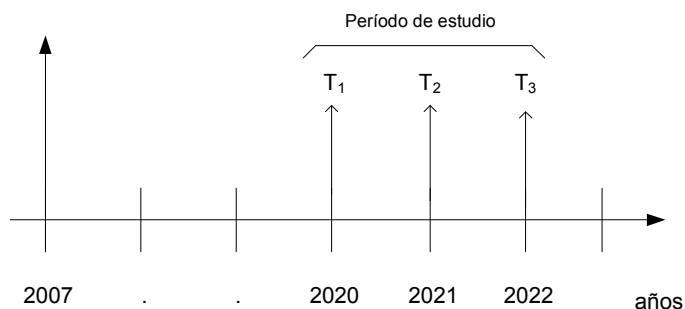


Figura 2.12 Horizonte de planificación dinámico

2.4.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La demanda de potencia [MW] y/o energía [GWh/año] es una variable en función del tiempo, la cual puede ser planificada para un intervalo (horas, días, semanas, meses, estacional, anual). Esta tiene la característica de anticipar las necesidades que se pueden suscitar en un determinado sector, región o país, ¿dónde?, ¿cuándo?, ¿cuánto?, corresponden las cuestiones a plantearse en el análisis del crecimiento de la demanda.

El pronóstico en la demanda para un período toma en cuenta factores incidentes como el aumento poblacional, tendencias en el uso per cápita de electricidad en los hogares, la expansión industrial y la mayor utilización de electricidad en procesos industriales como se muestra en la Figura 2.10. Esto ha llevado consigo al uso y aplicación de diversos métodos para su resolución:

- ❖ **Cuantitativos.-** Estudian necesidades y experiencias pasadas para obtener conclusiones a futuro.
 - ✓ Métodos intuitivos.- Su aplicación es empírica y no posee un alto grado de precisión.
 - ✓ Métodos formales o estadísticos.- Son puramente estadísticos basados en regresiones lineales, exponenciales, y extrapolaciones.
- ❖ **Cualitativos.-** Son producto del conocimiento y de la experiencia adquirida por el planificador.
 - ✓ Métodos explorativos.- De una manera heurística investiga y relaciona el pasado con el presente.

- ✓ Métodos normativos.- Definen a priori los objetivos, las metas y las formas de alcanzarlos, reconciliándose con el presente.

De todos estos métodos para el pronóstico de la demanda de largo plazo se aplicará el método formal o estadístico.

Etapas en la estimación de la demanda:

- ❖ Recopilación de información histórica.
- ❖ Análisis y depuración de información.
- ❖ Determinar una función matemática de correlación.
 - ✓ Calcular índices (tasas de crecimiento).
 - ✓ Calcular elasticidades.
 - ✓ Calcular las funciones matemáticas.
- ❖ Realizar proyecciones futuras extrapolando la función en estudio.

2.4.3 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Las decisiones a tomarse en cuenta en la planificación del sistema de generación pueden ir desde un corto período como es el despacho económico de las unidades para satisfacer la demanda requerida hasta la construcción y puesta en servicio de nuevas unidades en un horizonte de estudio, normalmente a largo plazo.

Operación y planificación a largo plazo:

La inversión de capital para expandir el sistema es un tema complejo que involucra factores sociales y económicos. La planificación del sistema a largo plazo se encuentra sometida a una serie de interrogantes a ser respondidas.

- ❖ ¿Cuándo necesita el sistema de potencia nueva generación?
- ❖ ¿Cuánta capacidad debe ser instalada?
- ❖ ¿Dónde es necesaria su instalación?
- ❖ ¿Qué tipo de unidades serán requeridas?
- ❖ ¿A qué costo?
- ❖ Pronóstico de condiciones futuras tales como:

- ✓ Pronóstico de la demanda futura con una estimación mínima de 15 años.
- ✓ Construcción y estimación de la capacidad de reserva.
- ✓ Venta de electricidad en el mercado eléctrico.
- ✓ Simulación de fallas aleatorias producidas en el sistema de generación y transmisión ocasionando una pérdida de carga por la energía no suministrada.

2.4.4 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Se puede entender por planificación del sistema de transmisión a una herramienta de cálculo, que a partir de cierta información de entrada realiza combinaciones de posibles caminos de expansión [8].

El objetivo es identificar el tiempo y las nuevas líneas de transmisión requeridas para adecuar la red de transmisión a una nueva capacidad de generación y a una estimación de la demanda futura [6].

Diversos modelos han sido planteados para resolver el problema de expansión en la transmisión, los cuales se los puede clasificar de acuerdo al modelo de solución a adoptar y al tratamiento del horizonte de planificación en estáticos y dinámicos.

En la Figura 2.13 se muestra el diagrama de bloques funcional utilizado en la planificación del sistema de transmisión, este proceso puede ser repetido con un detalle decreciente para cada año a medida que se realicen las correcciones respectivas con un horizonte de planificación de 15 a 20 años. El objetivo es minimizar a largo plazo el costo de operación e inversión involucrados en la expansión, el punto de partida consiste en determinar el pronóstico de la demanda pico anual para todo el sistema, por regiones, o por subestaciones presentes y futuras; luego se debe especificar las distintas alternativas a satisfacer las condiciones de carga, el sistema debe ser probado en estado estable y bajo contingencias.

Se realizan diferentes estudios para identificar la respuesta de las alternativas obtenidas en la expansión ante problemas potenciales que se van dando en el sistema, como son términos inaceptables de voltaje, sobrecarga, decremento en

la confiabilidad del sistema, entre otros, provocado por cortocircuitos, malas maniobras operativas o condiciones atmosféricas adversas. En base a estos estudios el diseñador puede lograr encontrar y diseñar un sistema que opere con criterios confiables y de ser necesario tomar decisiones que involucren cambios en la localización e implementación, y en el número de circuitos y líneas de transmisión.

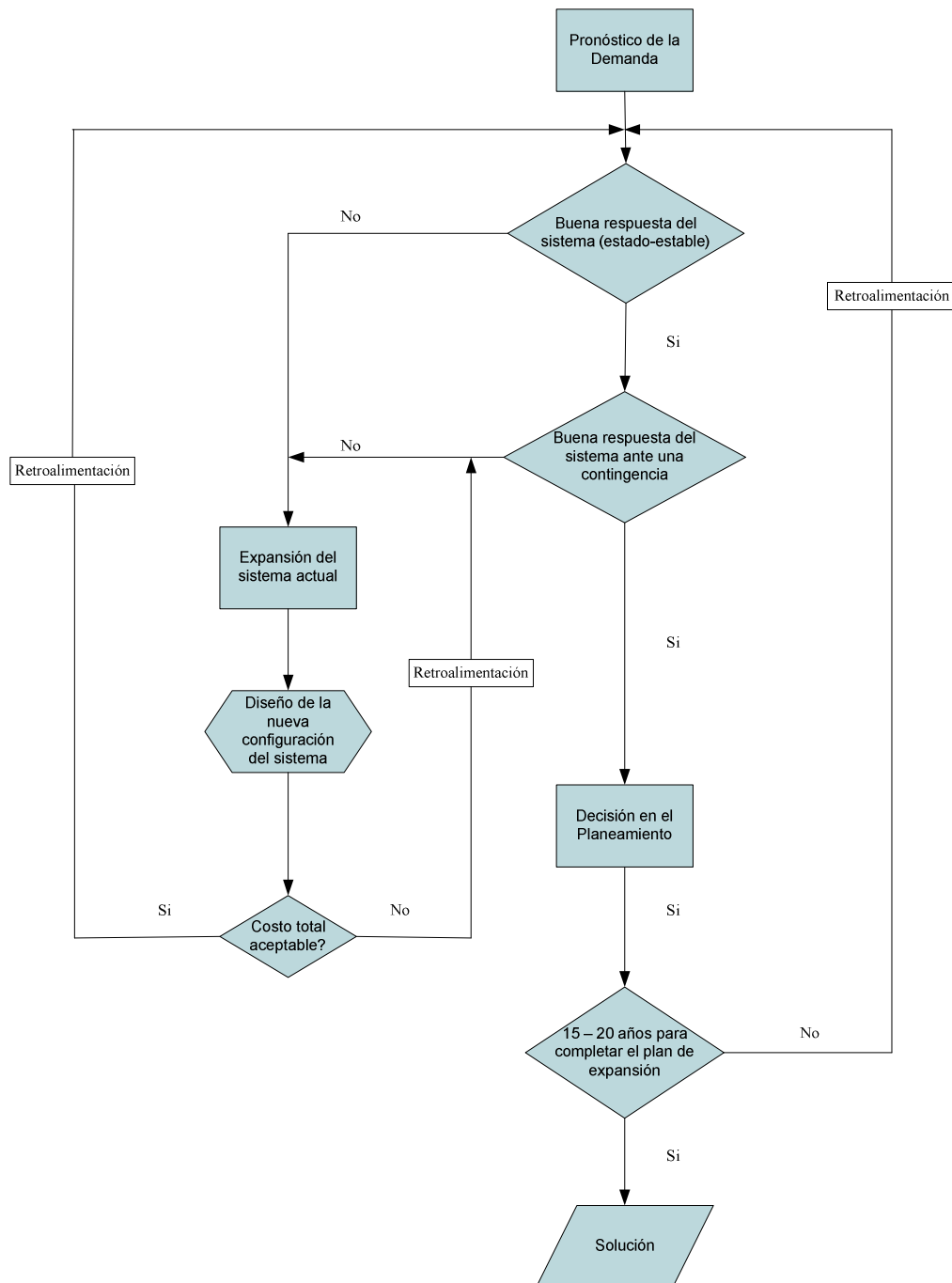


Figura 2.13 Proceso de planeamiento del Sistema de Transmisión

De lo expuesto en la planificación de la expansión del sistema de transmisión, se puede citar que el presente proyecto de titulación no contempla la realización del análisis de contingencias en el sistema, el cual podría ser un trabajo futuro a desarrollarse. Lo que si se ha dado paso en este proyecto como aporte personal al mismo es que en base a la técnica de optimización utilizada y por medio de un horizonte de planificación estático, aproximar a este modelo al de la planificación dinámica al cual se lo ha denominado una planificación estática multianual, y se desarrolla de la siguiente manera:

La expansión en la red del sistema bajo este horizonte de planificación ocurre, cuando la capacidad del sistema de transporte existente ya no es la adecuada para un año en análisis provocando un déficit de energía en algún nodo del sistema por lo que es preciso la incorporación de una mayor cantidad de líneas de transmisión o circuitos que permitan el ingreso de nuevas unidades de generación o extraigan la cantidad de potencia necesaria que aun pueden producir las unidades ya existentes; logrando así anexarla al sistema y satisfacer la demanda. La nueva topología para un año de estudio sirve para el siguiente siempre y cuando la capacidad de transporte (líneas oblicuas de color azul) sea la adecuada para la transferencia de potencia del año a evaluarse tal como se observa en la Figura 2.14, donde la expansión ocurrida en el año 2015 es la adecuada para satisfacer la demanda hasta el siguiente año, por otro lado en el año 2017 debido al incremento de la demanda (línea continua con tendencia lineal), es necesario expandirlo nuevamente y así sucesivamente hasta encontrar el punto de equilibrio donde ya no se pueda satisfacer los requerimientos de energía demandados al mínimo costo con la planificación de generación preestablecida para ese período de estudio.

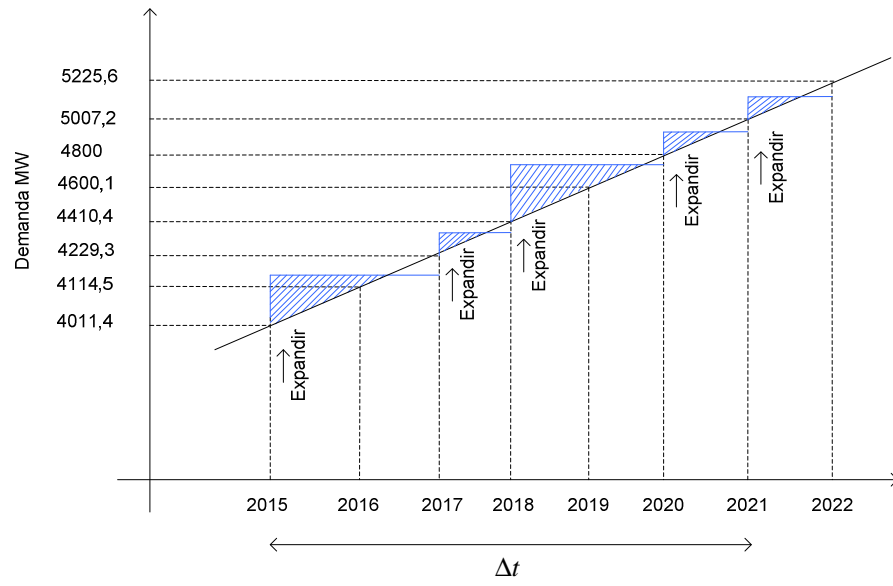


Figura 2.14 Planificación estática multianual

CAPÍTULO III

ALGORITMO EVOLUTIVO DE REBOTES SIMULADOS (SRA) [8]

3.1 ALGORITMOS EVOLUTIVOS

Son algoritmos de aproximación basados en la teoría de la evolución: selección, mutación y recombinación. Sin embargo estas características también se presentan en procesos físicos tales como el proceso de cristalización, el proceso de absorción, y las colisiones inelásticas.

Los Algoritmos Evolutivos, se conforman de los siguientes elementos:

- ❖ Un conjunto de soluciones iniciales.
- ❖ Operadores de transición hacia nuevas soluciones.
- ❖ Operadores de control de aceptación de nuevas soluciones.
- ❖ Una función objetivo a optimizar.

Dependiendo de estos cuatro elementos encontramos algoritmos que operan simultáneamente sobre varias soluciones (Algoritmos genéticos) o sobre una solución por vez (Simulated Annealing, Simulated Rebounding), utilizando diferentes operaciones de transición (probabilísticas o determinísticas) hacia una o varias soluciones según sea el caso, que son aceptadas o rechazadas según un cierto criterio (probabilístico o determinístico) que depende del parámetro de control y de la función objetivo a optimizar.

Las técnicas de optimización basadas en estos principios son:

- ❖ Estrategias Evolutivas.
- ❖ Algoritmos Genéticos.
- ❖ Programación Genética.

Estrategias Evolutivas emplean una codificación real de las soluciones, mediante un conjunto de vectores con números reales donde cada elemento representa un parámetro a optimizar, utilizan el operador de mutación como operador de

búsqueda o transición hacia nuevas soluciones y una población unitaria (es decir operando sobre una solución por vez). Dentro de este campo se encuentran los algoritmos de Simulated Annealing y Simulated Rebounding.

Los algoritmos genéticos consisten en una población de cadenas de bits (en analogía con los cromosomas) que representan el espacio de soluciones según alguna codificación binaria determinada y que pueden ser modificados mediante tres operadores genéticos: la selección, la mutación y la recombinación, siendo este último el operador principal de búsqueda. Cada bit o grupo de bits del “cromosoma” representa a una variable del problema de optimización y es denominada “gen”, en referencia a la unidad de información contenida en un cromosoma.

La programación genética corresponde a una extensión de los algoritmos genéticos a problemas de inducción de programas, los individuos que constituyen una solución no son cadenas de bits sino un conjunto de programas. Estos programas se expresan como un árbol de decisión y son candidatos a ser solución del problema. En la programación genética no se utiliza el operador de mutación y la selección es el operador principal de búsqueda. La adaptabilidad de cada programa a la solución buscada se mide de acuerdo a un índice de calidad de las soluciones entregadas por el grupo de programas seleccionado. La operación de recombinación se implementa mediante una selección aleatoria de sub-árboles y el intercambio entre ellos. En suma la programación genética es un modo de realizar una inducción de programas y es capaz de buscar en un conjunto de programas aquél que mejor se adapta para resolver el problema en cuestión.

3.2 BÚSQUEDA LOCAL ALEATORIA

3.2.1 BÚSQUEDA LOCAL

Se basa en el mejoramiento por pasos del valor de la función objetivo mediante la exploración de puntos vecinos, la cual partiendo de una solución inicial generalmente seleccionada al azar, itera sobre un número de soluciones encontradas como vecinos de la solución anterior (pivote) mediante la aplicación

de un mecanismo de generación, buscando una que mejore (disminuya) el valor de la función de costo de la solución pivote. Si se explora la totalidad del espacio de soluciones vecinas sin encontrar una mejor entonces el algoritmo se detiene y la última solución pivote encontrada es la solución final.

3.2.2 BÚSQUEDA LOCAL ALEATORIA

Para evitar la suboptimalidad a los algoritmos de búsqueda local, se aplican los siguientes recursos:

- ❖ La ejecución de búsqueda local para un número grande de soluciones iniciales.
- ❖ Introducción de estructuras de vecindad complejas, tal que aseguren una búsqueda eficiente en el espacio de soluciones.
- ❖ Aceptar en forma controlada transiciones hacia las peores soluciones con el objetivo de evitar caer en un mínimo local.

El último recurso puede implementarse mediante un algoritmo o heurística controlada que acepta, según una probabilidad dada, transiciones a soluciones que se alejan del óptimo. Esto hace que la búsqueda local tenga un comportamiento aleatorio y que para una misma instancia del problema y una misma solución inicial, las soluciones encontradas sean a veces diferentes. Los algoritmos más eficientes que se basan en esta filosofía son: Simulated Annealing y Simulated Rebounding. Estos algoritmos basado en analogías de procesos físicos como el recocido y el choque inelástico.

3.3 ALGORITMO DE REBOTES SIMULADOS (SRA)

Considerado como una heurística evolutiva, hace referencia analógica a un proceso físico cinético del choque inelástico de un cuerpo sometido a la acción de un campo gravitatorio.

3.3.1 PROCESO FÍSICO DE REBOTES INELÁSTICOS.

Asumiendo que una pelota es lanzada hacia una superficie S con un coeficiente de elasticidad cercano a 1, la pelota debido a la acción del campo gravitatorio

caerá sobre la superficie S con una energía cinética inicial. El choque producido entre la superficie y la caída podrá afectar la energía cinética de la pelota si parte de esta energía cinética es disipada en deformaciones permanentes (choques inelástico).

Estas deformaciones serán proporcionales a la energía cinética del choque, siendo equivalente a la diferencia de energía potencial desde el punto de choque hasta la altura desde la cual cae la pelota. En caso de que el proceso no sea detenido, los rebotes se detendrán cuando la energía cinética de la pelota sea cero.

En este proceso de rebotes inelásticos, la pelota choca con distintos puntos de la superficie, desviada por los mismos rebotes sobre una superficie no plana. Si la superficie posee “valles” o “lomas”, los puntos pertenecientes a un valle tendrán menor energía potencial que las lomas. Por la acción de la gravedad, la pelota buscará detenerse sobre algún valle, y dependiendo de la energía cinética que posea será capaz de saltar montes para explorar nuevos valles.

La analogía con un problema de optimización combinatorial se realiza haciendo una equivalencia entre la superficie de rebotes y el espacio de soluciones y entre la altura de cada punto de la superficie y el valor de la función de costo correspondiente a esa solución.

Por tanto el algoritmo de rebotes simulados (Simulated Rebounding Algorithm), resulta ser una extrapolación multidimensional del proceso físico de los rebotes, debido a la acción de la gravedad y a la pérdida gradual de energía cinética y potencial debido a las colisiones, al final del proceso de rebote simulado la pelota se detiene sobre el mínimo global siendo este el punto de menor altura de la superficie, o sobre algún mínimo local cercano al global.

Como se muestra en la gráfica unidimensional, la pelota puede alcanzar el mínimo global en el escalón 11 si es lanzada desde el punto A o C . Sin embargo puede ser atrapada en el mínimo local del escalón 14 si la pelota es lanzada desde el punto B como se indica en la Figura 3.1.

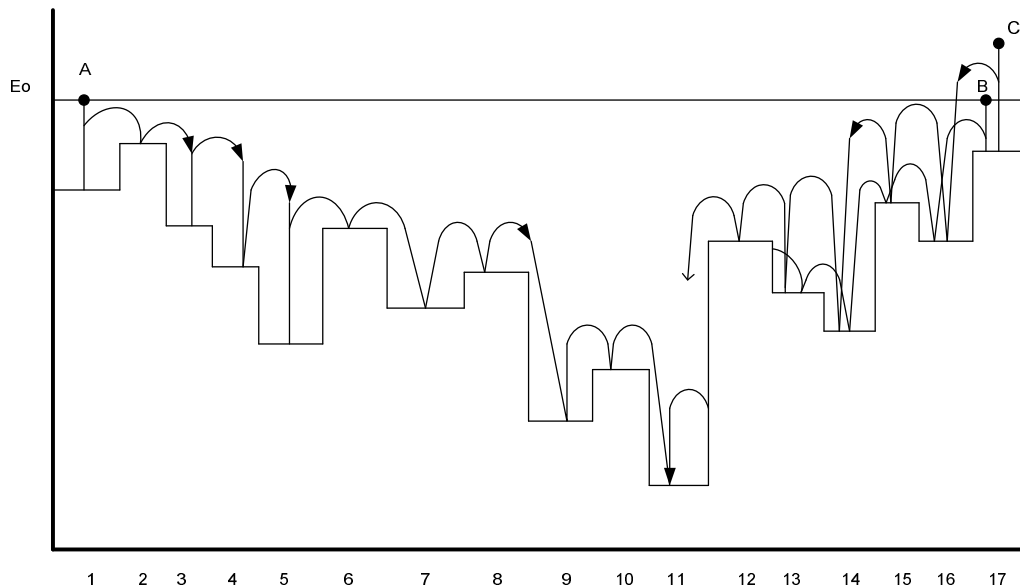


Figura 3.1 Ejemplo unidimensional de rebotes simulados

Por tanto el mínimo global es alcanzado si:

- ❖ La energía potencial inicial (E_0), y el porcentaje de pérdida de energía debido a las colisiones inelásticas (α) permiten saltar todos los mínimos locales durante el proceso de rebotes.

Las deformaciones producidas por las colisiones son de tres tipos:

- ❖ Deformación transitoria, en el cual la pelota no pierde energía cinética por ser la altura de la caída pequeña.
- ❖ Deformación leve, se produce cuando la pelota rebota sobre paredes de un valle por ser su energía potencial menor que la altura del punto de destino, disminuyendo su energía potencial en un valor pequeño.
- ❖ Deformación permanente, cuando la pelota pierde energía cinética debido a una colisión provocada por una altura considerable de caída.

Cada una de estas deformaciones actúa sobre el proceso de optimización de diferente manera.

- ❖ Deformaciones transitorias permite explorar el espacio de búsqueda. Si solo existiera este tipo de deformaciones, el proceso no se detendría nunca ya que se despreciaría la fricción y el rozamiento.
- ❖ Deformación leve, disminuye la energía de la pelota cuando es atrapada en un valle, y provoca la detención del proceso si no existe ninguna solución con energía potencial menor a la de la pelota (valle profundo).
- ❖ Deformación permanente, acelera la convergencia hacia el óptimo, ya que disminuye la energía potencial de la pelota cuando ésta es muy superior a la de la superficie en el entorno de rebotes.

Para la i -ésima colisión inelástica (deformación permanente), el valor de la energía de la pelota es obtenido como:

$$E_i = \alpha \cdot E_{i-1} \quad 0 < \alpha < 1 \quad (3.1)$$

Donde α tiene su analogía en el proceso físico con el coeficiente de elasticidad de la pelota. Para un material totalmente elástico ($\alpha = 1$), no existen deformaciones permanentes y por tanto la energía de la pelota no disminuye con las colisiones.

3.3.2 ESTRUCTURA DE VECINDAD DEL SRA

Las transiciones son hechas en una estructura de vecindad Φ_s alrededor del punto de rebote s , la cual puede variar de un problema a otro. Tal como se observa en la Figura 3.1, la pelota solo puede rebotar a escalones vecinos (a izquierda o derecha), lo que se define como “mínima estructura de vecindad Φ ”, cuyo módulo puede calcularse para el caso dimensional como:

$$|\Phi| = 2 \dim(\Theta) = 2 \cdot d \quad (3.2)$$

La estructura mínima de vecindad $|\Phi_s|$, define las soluciones que se encuentran alrededor de una solución determinada s , es decir las soluciones que se encuentran adyacentes a ella.

Una definición posible es:

$$z \in \Phi_s \Leftrightarrow \begin{cases} x_{j(z)} = x_{j(s)} \pm \alpha & \forall j = 1, \dots, d \\ x_{j(z)} = x_{j(s)} & \forall j = 1, \dots, d \end{cases} \quad (3.3)$$

Donde:

α = número positivo aleatorio con distribución uniforme

z = es una solución vecina de s

$x_{j(s)}$ = es el j -ésimo elemento de la solución s .

3.3.3 CRITERIO DE ACEPTACIÓN Y DETENCIÓN DEL SRA

El módulo $|\Phi|$ define el número de soluciones pertenecientes a la mínima estructura de vecindad. La solución de transición es elegida aleatoriamente entre las pertenecientes a la estructura de vecindad y si la energía correspondiente a la nueva solución es menor que la energía del proceso, esta es aceptada como nuevo punto de rebote. De otra manera, es elegida una nueva solución correspondiente a la estructura de vecindad.

El criterio de aceptación es el siguiente:

$$\Pr(j = \text{próxima solución} | i) = \begin{cases} 1 & \text{si } f(i) \leq E_k \\ 0 & \text{si } f(i) > E_k \end{cases} \quad (3.4)$$

El proceso finaliza cuando la energía del proceso no es suficiente para alcanzar una nueva solución, luego de pruebas sobre la totalidad de la estructura de vecindad de la solución i , con lo cual el criterio de detención será:

$$f_{(i)} \geq E_k \quad \forall x \in V_i \quad (3.5)$$

Este criterio de detención se obtiene reduciendo la energía de la pelota cada vez que un rebote no permite alcanzar una solución vecina (es decir, una solución vecina cuyo valor de costo es mayor que la energía de la pelota). Esta reducción por choques “frustrados”, que en analogía con el proceso físico se corresponde con las deformaciones leves, debe permitir la exploración completa del espacio de soluciones. Por tanto la reducción de energía cinética por choques frustrados β será:

$$\beta < \frac{E_i^0 - f_{(i)}}{|\Phi|} \quad (3.6)$$

Mientras que la reducción de la energía del proceso con cada choque frustrados k será:

$$E_i^{k+1} = E_i^k - \beta \quad k = 0, 1, \dots, |\Phi| - 1 \quad (3.7)$$

Con:

E_i^k = energía total de la pelota en la i -ésima iteración luego del k -ésimo rebote frustrado.

$f_{(i)}$ = energía potencial de la solución alcanzada en la i -ésima iteración, es decir, el valor de la función de costo para la solución punto de rebote.

Esta reducción por choques frustrados detiene el proceso de rebotes en la solución alcanzada en la i -ésima iteración una vez que intentó explorar completamente el espacio de soluciones vecino sin encontrar una solución factible de ser alcanzada.

3.3.4 IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL SRA

Se requiere contar con:

- ❖ Una condición inicial (E_0 y la variante o solución inicial de búsqueda x_0).
- ❖ El valor de parámetro α (porcentaje de conservación de energía).
- ❖ Una estructura de vecindad V (estructura de variantes cercanas o adyacentes a la evaluada).
- ❖ Un mecanismo de generación para la determinación de la próxima variante a ser evaluada.

El algoritmo de rebotes simulados depende de la calidad de la solución encontrada (óptimo local “cercano al global”) por tanto depende de la solución inicial adoptada. Este algoritmo es muy eficiente en cuanto a tiempo de cálculo y además solo necesita evaluar una porción muy reducida del espacio de soluciones. Por estas características es necesario realizar la optimización con distintas soluciones iniciales tales que:

- ❖ Aseguren una solución óptima global o muy cercana a ésta.
- ❖ Encuentren un conjunto de soluciones subóptimas muy cercanas a la global.

Las soluciones subóptimas se encuentran analizando la trayectoria seguida por el algoritmo para encontrar la solución óptima (espacio de soluciones evaluado), con el fin de que este conjunto sea lo más representativo del espacio de soluciones total \mathcal{S} , normalmente se considera un número de soluciones iniciales x_0 igual a la dimensión del espacio \mathcal{S} (número de parámetros a optimizar), y se eligen los vértices de dicho espacio como puntos iniciales:

$$x_0^1 = (x_{1,\text{máx}}, 0, 0, \dots)$$

$$x_0^2 = (0, x_{2,\text{máx}}, 0, \dots)$$

$$x_0^3 = (0, 0, \dots, x_{k,\text{máx}}, 0, \dots)$$

$$x_0^d = (0, 0, \dots, 0, x_{d, \text{máx}})$$

Donde $x_{k, \text{máx}}$ es el máximo valor que puede tomar el k -ésimo parámetro ($1 \leq k \leq d$).

Las soluciones anteriormente indicadas representan los vértices del hipercubo del espacio de soluciones y no necesariamente pertenecen al conjunto de soluciones factibles para el problema a tratar.

El valor inicial de energía E_0 de la solución inicial puede adoptarse como una función del parámetro α y el valor de la función de costo de la solución inicial

$$(f(x_0))$$

$$E_0 = \alpha^{-1} \cdot f(x_0) \quad (3.8)$$

$$0,7 < \alpha < 0,99$$

El algoritmo puede ser aplicado varias d veces con una solución inicial x_0^* distinta. Con el propósito de no evaluar una misma solución más de una vez durante el transcurso de la optimización, cada solución propuesta se señala con un valor $c_{(s)}$ de manera que:

$$c_{(s)} = \begin{cases} = 0 & \text{para } s \text{ no propuesta (sin evaluar)} \\ < 0 & \text{para } s \text{ no factible (propuesta y rechazada)} \\ = f_{(s)} & \text{para } s \text{ factible (propuesta y aceptada)} \end{cases}$$

El Pseudo código del Algoritmo de Rebotes Simulados se detalla a continuación.

solución_rebounding (solución x , real α , real d)

{

solución xn

real β , δ , Eo, E1, F_x, F_xn

F_x=Evaluar_Costo_de(x);

Eo=F_x/ α ; // energía inicial de la pelota

β =(Eo-F_x) / 2.1 * dim; // decremento por choques frustrados

δ =(9+ α) / 10; // decremento por rozamiento

do

{

E1= α *Eo; // próximo nivel de energía (colisión inelástica)

do

{

xn=vecino_de(x);

F_xn=Evaluar_Costo_de(xn);

if (δ *Eo < F_xn) // deformación leve (rebote frustrado)

{

Eo=Eo- β ;

}

else if (E1 \leq F_xn) // deformación transitoria (choque elástico)

{

x=xn;

F_x=F_xn;

β =(Eo-F_x) / 2.1 * dim;

}

else // deformación permanente (choque inelástico)

{

Eo=E1;

x=xn;

```

        F_x=F_xn;

        β=(Eo-Fx) / 2.1* dim;

        break do;          // recalculamos para el nuevo nivel de energía
    }

} while (Fx <= Eo);

} while (Fx <= Eo);

return (x);                // retorna la solución encontrada
}

```

3.4 EJEMPLO DE APLICACIÓN

El algoritmo de rebotes simulados está en capacidad de evaluar una diversidad de funciones sean estas lineales o no lineales. En ambos casos su objetivo será el determinar el mínimo o el máximo valor cercano al óptimo global en un tiempo de cómputo aceptable.

El siguiente ejemplo corresponde a una función no lineal la cual no posee restricciones por lo que la función objetivo es convexa y asegura que un mínimo local sea también un mínimo global. (Figura 3.2)

$$\begin{aligned}
 \text{Min } f = & 2 + 3(1 - x)^2 \cdot e^{-x^2 + (y+1)^2} - 2 * \left(\frac{x}{5} - x^2 - y^2\right) * e^{(-x^2 - y^2)} - \frac{1}{3} \\
 & * e^{-(x+1)^2 - y^2} - e^{-((x+1)^2 - (y-2)^2)}
 \end{aligned}$$

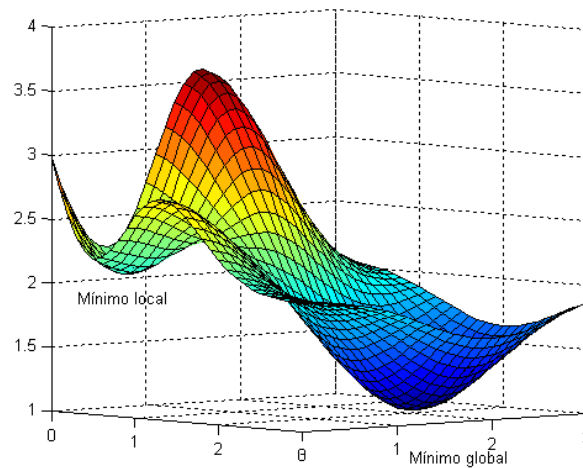


Figura 3.2 Representación gráfica de la función $f(x, y)$

Las condiciones iniciales utilizadas representan los vértices del hipercubo del espacio de soluciones y estas son:

$$x_0^1 = (0, 1; 0, 1)$$

$$x_0^2 = (0, 1; 3)$$

$$x_0^3 = (3; 0, 1)$$

$$x_0^4 = (3; 3)$$

Las transiciones en la exploración del espacio de soluciones de cada condición inicial se realizan de manera aleatoria uniforme en el intervalo $[0; 1]$.

$$\begin{cases} x_j^{(s)} = x_j^{(s)} \pm \alpha & \forall j = 1, \dots, d \\ x_j^{(s)} = x_j^{(s)} & \forall j = 1, \dots, d \end{cases}$$

El mejor coeficiente de elasticidad α para este ejemplo será aquel que proporcione el mínimo valor de la función objetivo en un tiempo de cómputo aceptable al evaluar todo el espacio de soluciones \square .

La Tabla 3.1 proporciona los resultados de minimización al evaluar el espacio de soluciones para cada uno de los coeficientes de elasticidad comprendidos en el siguiente rango:

$$0,7 \leq \alpha < 0,99$$

Donde se puede ver que el valor óptimo en todo el rango será para un parámetro de elasticidad de 0,9 con un tiempo de cómputo de 0,481 [s] y cuyas coordenadas son:

$$x = 2,0578 \quad y = 1,9922$$

Donde la función objetivo resuelta es:

$$f(x, y) = 1,0578$$

Tabla 3.1 Minimización de la función objetivo

α	$f_{opt}(x, y)$	tiempo [s]
0,7	1,027	0,121
0,72	1,0338	0,17
0,74	1,0495	0,17
0,76	1,247	0,12
0,78	1,031	0,15
0,8	1,0402	0,171
0,82	1,0594	0,21
0,84	1,0362	0,36
0,86	1,0355	0,32
0,88	1,0426	0,37
0,9	1,0251	0,481
0,92	1,0411	0,571
0,94	1,0482	0,881
0,96	1,0449	1,292
0,98	1,0534	1,212

La Figura 3.3 muestra los resultados del comportamiento de cada una de las soluciones iniciales evaluadas en búsqueda del óptimo global bajo el coeficiente de elasticidad encontrado anteriormente, donde a cada condición inicial le corresponde el siguiente resultado:

	$f_{opt}(x, y)$	x	y
x_0^1	2,100	0,52060	0,50890
x_0^2	1,034	1,98620	2,10690
x_0^3	1,025	1,9722	2,1397
x_0^4	1,086	2,06430	2,27150

Para el caso de la condición x_0^1 la energía cinética que posee no le permite explorar nuevos valles por lo que queda atrapada en un óptimo local, al contrario el resto de condiciones (x_0^2, x_0^3, x_0^4) del espacio de soluciones si exploran otros valles en búsqueda de una solución cercana al punto global.

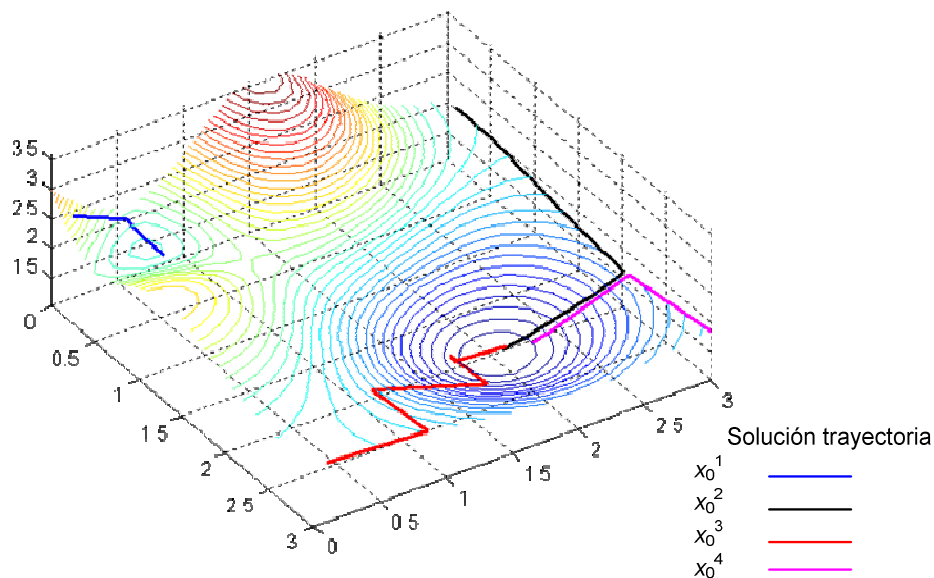


Figura 3.3 Transiciones en búsqueda del óptimo global

El análisis en la respuesta del SRA demuestra que el algoritmo de evaluación y optimización llega a tener muy buenos resultados requiriendo aproximadamente el 25% del tiempo de cálculo necesario para obtener soluciones de la misma calidad que la de los Algoritmos Genéticos, permitiendo realizar hasta 4 corridas del SRA desde los vértices del hipercubo del espacio de soluciones, a fin de minimizar la dependencia de la solución respecto de la solución de partida, con lo cual los tiempos de cálculo también serían comparables con los algoritmos genéticos.

CAPÍTULO IV

EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO UTILIZANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS

La incorporación futura de nueva generación basada principalmente en grandes proyectos hidroeléctricos con los que contará el sistema nacional, requerirá entregar al sistema dicha producción de energía ocasionando grandes cambios en la red de transmisión actual. Proyectos de grandes características unirán los principales centros de consumo (Quito – Guayaquil), por lo que se plantea la construcción de una línea de transmisión a 500 [kV] y el reforzamiento del anillo en el sistema de 230 [kV], para poder evacuar esta energía.

Como se observa en la Figura 4.1, las variables de entrada a ser consideradas en el proceso de expansión son: un horizonte de planificación, datos de generación y demanda previamente planificados y posibles caminos de solución (líneas de transmisión L/T que conforman el sistema). El planteamiento del problema en la expansión de la red involucra por un lado, que las variables de entrada generen un conjunto de ecuaciones definidas a través de un modelo de flujos de potencia en DC y por otro lado, la aplicación del SRA para resolver dicho modelamiento matemático.

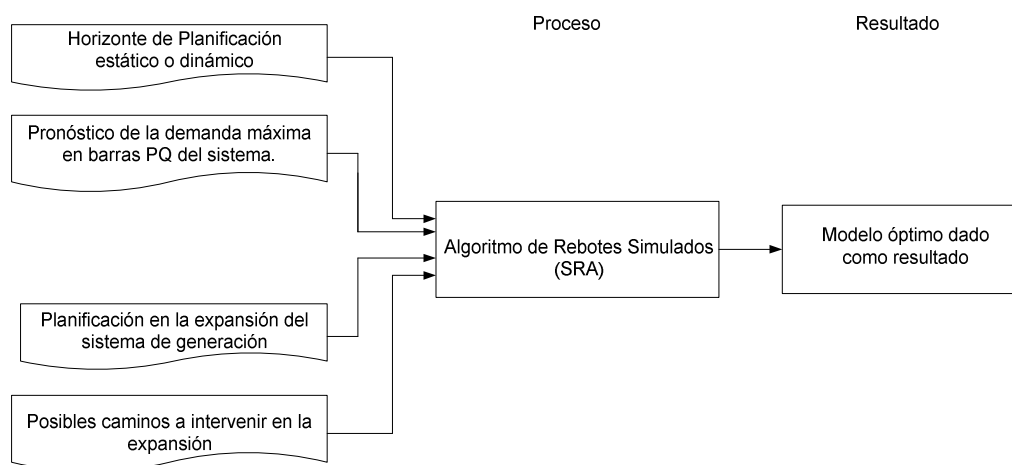


Figura 4.1 Variables de entrada y salida utilizadas en la Planificación

La utilización del SRA ayudará a realizar la optimización de la expansión del sistema de transmisión ecuatoriano, encontrando la mejor topología técnica y económica a intervenir en el proceso de expansión del sistema de transmisión, permitiendo anexar al sistema eléctrico de potencia actual los distintos proyectos de generación planificados y así satisfacer la demanda bajo un horizonte de estudio dado.

4.1 HORIZONTE DE PLANIFICACIÓN

Acorde a la Figura 4.1 la primera variable de entrada a ser definida en el proceso de expansión es el horizonte de planificación, el mismo puede abarcar en su estudio la expansión de los elementos de red para un año de estudio en particular o evaluar algunos años para determinar la expansión del sistema de transmisión a futuro.

4.1.1 HORIZONTE ESTÁTICO

Se debe evaluar los posibles caminos y la inversión en líneas de transmisión requeridas para un año específico, posee la característica de ser un sistema cambiante en el tiempo, así por ejemplo como se muestra en la Figura 4.2, el año 2007 es considerado como el punto de origen a la expansión; puesto que en este año se conoce cuál es la configuración topológica actual del sistema de transmisión, se procede a estimar años más tarde (por citar el año 2010, el año 2015 y el año 2017) las nuevas necesidades en el sistema de elementos de red. Cada uno de estos años son analizados de forma independiente pudiendo obtener resultados totalmente diferentes o cuasi similares al proceso de expansión, del año anterior.

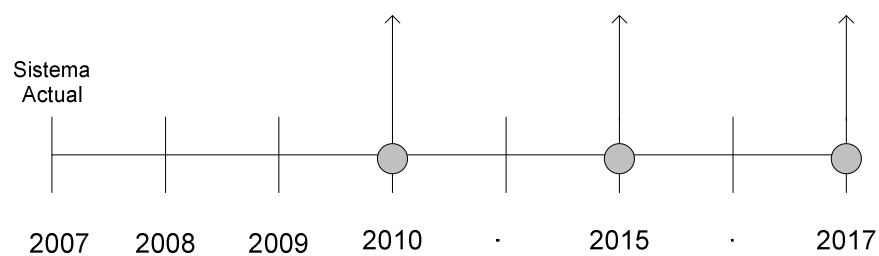


Figura 4.2 Horizonte de planificación estático

4.1.2 HORIZONTE DINÁMICO

Si bien es cierto el alcance del presente proyecto de titulación contempla solamente el análisis de un horizonte de planificación estático, se ha logrado obtener muy buenos resultados con un modelo aproximado propuesto en esta tesis a la planificación dinámica el cual es un problema mucho más complejo, que se denominará de aquí en adelante Planificación Estática Multianual.

El Horizonte de Planificación Estático Multianual debe evaluar los posibles caminos y su inversión en líneas de transmisión actualizando las soluciones encontradas año tras año. Por ejemplo en la Figura 4.3 se muestra cómo a partir del año 2007 donde se conoce el esquema actual del sistema de transmisión es requerida la operación de nuevas líneas de transmisión, por lo que se empieza analizando la expansión del año 2008, luego para el año 2009 se considera como líneas de transmisión actuales las encontradas en la optimización del año precedente y el resultado obtenido de este año servirá como actual al año 2010 y así sucesivamente hasta alcanzar el horizonte deseado (2017), donde se determina cuál ha sido el resultado final del proceso de optimización y el costo de inversión a lo largo de todos los años de estudio.

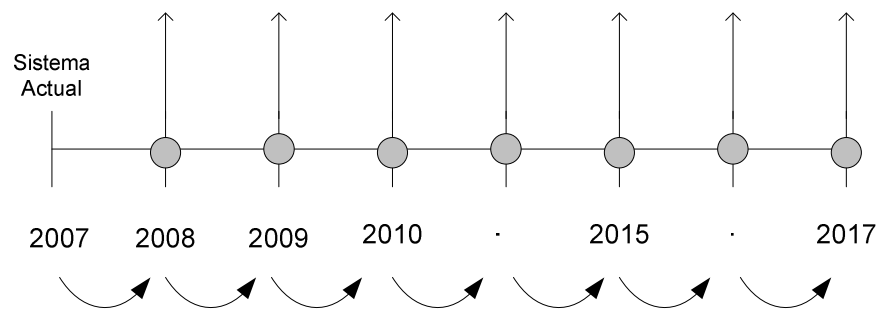


Figura 4.3 Horizonte de planificación estático multianual

4.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La segunda variable de entrada a ser considerada en el proceso de optimización es la proyección de la demanda en cada una de las barras de carga del sistema de potencia.

Con los nuevos proyectos de generación previstos por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) a incorporarse en los próximos años al sistema actual, se prevé que estos abastecerán de forma factible la demanda hasta el año 2022 (Hipótesis de estudio), es por este motivo que al pronóstico de la demanda en el país se lo ha dividido en dos etapas, las cuales se detallan a continuación.

4.2.1 ETAPA I

La empresa de transmisión del Ecuador S.A. (TRANSELECTRIC) en base a estudios técnico-económicos elaboró el plan de expansión del sistema de transmisión considerando la proyección de demanda anual de potencia [MW] para el período 2008 – 2017 de la época de estiaje en barras de carga del sistema [9].

Es por este motivo que al aplicar la técnica de optimización del SRA es necesario por medio de un modelo cuantitativo formal o estadístico realizar una extensión en el pronóstico de la demanda hasta el año 2022, siguiendo la misma tendencia lineal de la curva de demanda característica encontrada para el período 2008 – 2017 en cada una de las barras, estos datos conocidos son extrapolados hasta el año 2022 utilizando una tasa constante de crecimiento anual promedio del 4% como se muestra en la Figura 4.4 – 4.5, donde los resultados obtenidos de la proyección para esta etapa se presentan en la Tabla 4.1.

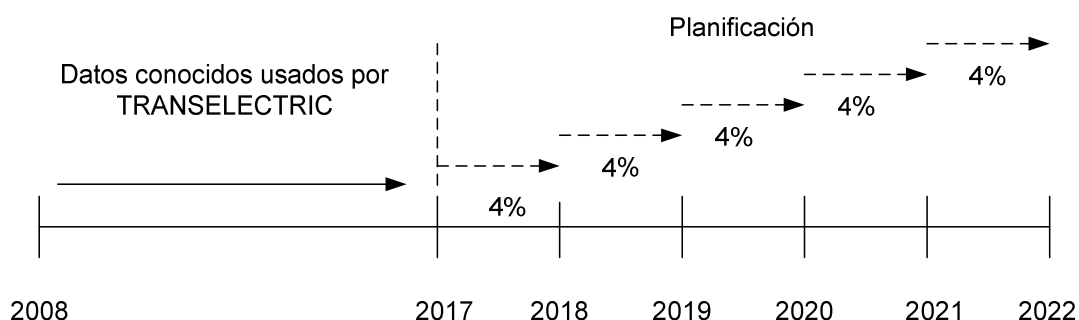


Figura 4.4 Proyección de la demanda total anual de potencia (MW)
período 2017 – 2022

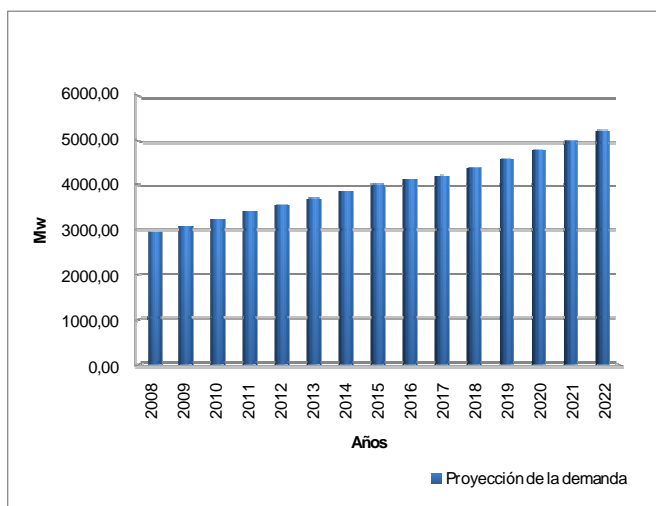


Figura 4.5 Curva de la demanda anual de potencia [MW] período 2008 – 2022

4.2.2 ETAPA II.

Con la nueva inyección de potencia planificada en el sistema en los próximos años, proyectos de generación de grandes características, en su mayoría hidroeléctricos, como el proyecto Mazar, Sopladora, Minas – Jubones y Coca Codo Sinclair (CCS) alcanzando este último los 1500 [MW] en su operación para el año 2015, proveerán de energía al mínimo costo. Es probable que a partir del año 2011 se promueva la integración al servicio de la sociedad del uso de cocinas eléctricas de inducción desplazando de esta manera el consumo del gas licuado de petróleo en los hogares, a más de ello con el proyecto CCS llegando a operar con la capacidad mencionada, el Ecuador con visión de ser un país exportador de energía podría llegar a exportar energía (500 [MW]) al Sistema Eléctrico de Colombia obteniendo así grandes beneficios económicos para el Estado.

Con estas dos asunciones de la creciente demanda en el país, se toma como base histórica la proyección de demanda máxima anual de potencia [MW] para el período 2008 – 2010 utilizada por TRANSLECTRIC para realizar el plan de expansión, a partir del año 2011 al integrar el uso de cocinas eléctricas se prevé un incremento constante en la demanda anual del 7% en cada una de las barras de carga, y en el año 2015 se añade a la demanda total la transferencia de potencia de 500 [MW] al sistema colombiano como se observa de forma esquemática en la Figura 4.6, y los resultados de la proyección en la Tabla 4.2.

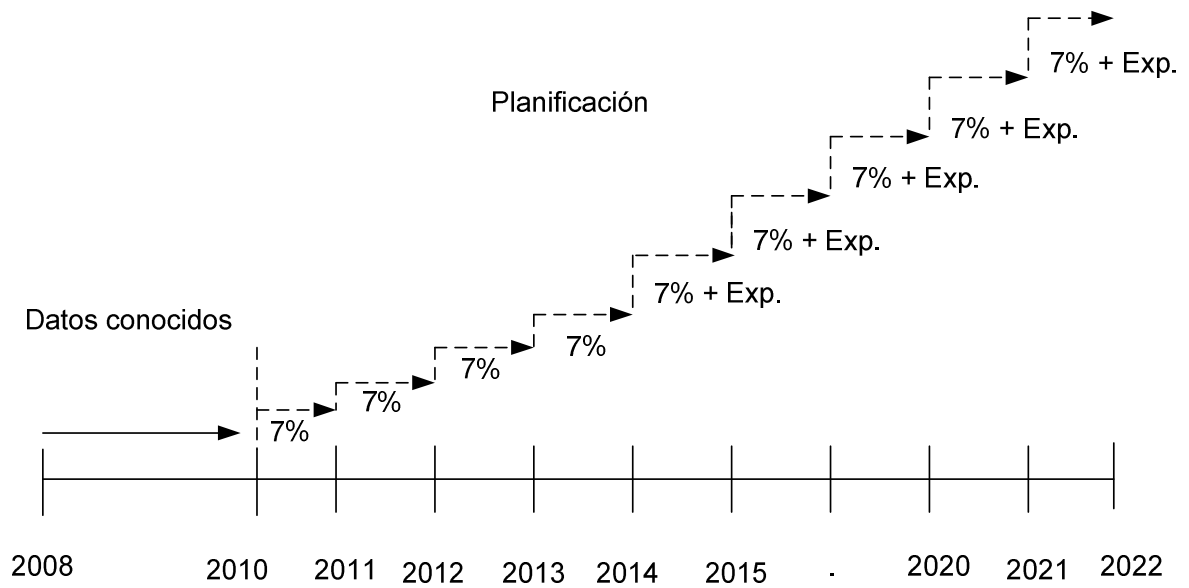


Figura 4.6 Proyección de la demanda total anual de potencia (MW)
período 2010 – 2022

Las pruebas o simulaciones a efectuarse en la expansión del sistema de transmisión mediante el SRA, en atención a estas dos etapas en el pronóstico de la demanda, permitirán obtener un modelo capaz de satisfacer ambas proyecciones al mínimo costo de inversión en las líneas de transmisión, considerando en el sistema diferentes restricciones técnicas.

Tabla 4.1 Proyección de la demanda anual de potencia (MW) a demanda máxima período de estiaje 2008-2022

Barras de 230 [kV]	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]
Zhoray	202,65	210,11	217,66	225,20	234,24	241,09	249,23	257,95	267,38	274,01	283,35	293,01	303,01	313,34	324,02
Milagro	286,12	299,65	313,47	327,98	343,96	359,86	376,42	393,82	412,41	424,32	443,32	463,17	483,91	505,57	528,21
Esclusas	114,41	115,17	119,89	156,88	171,12	179,71	187,87	195,66	203,61	210,00	225,31	241,73	259,35	278,25	298,54
Trinitaria	348,60	372,19	377,58	365,21	375,77	392,98	410,17	429,15	446,56	460,59	475,23	490,34	505,93	522,01	538,61
N. Prosperina	121,48	127,93	167,00	174,60	187,09	165,14	172,10	177,54	184,76	190,56	201,23	212,50	224,40	236,97	250,24
Pascuales	391,20	405,35	400,61	414,20	424,53	467,76	483,81	501,47	521,03	535,28	554,45	574,31	594,88	616,18	638,25
Dos Cerritos	88,51	93,65	98,97	104,49	110,50	116,64	123,06	129,80	68,46	70,68	70,31	69,95	69,59	69,23	68,87
Quevedo	281,47	298,20	317,13	336,45	353,46	373,64	394,85	417,11	440,73	454,88	479,82	506,12	533,86	563,13	594,00
Sto. Domingo	150,28	157,61	164,93	172,42	180,40	188,38	196,63	205,64	214,28	221,00	230,68	240,78	251,33	262,33	273,82
Santa Rosa	405,07	451,33	468,45	555,42	573,35	588,28	610,51	633,47	635,44	650,76	686,82	724,88	765,05	807,44	852,19
Pomasqui	186,21	193,55	201,67	209,91	222,51	238,32	247,79	257,61	270,56	277,36	289,94	303,08	316,82	331,19	346,21
Totoras	315,58	299,43	311,67	291,71	303,12	314,00	325,20	336,72	372,22	380,88	389,36	398,04	406,90	415,96	425,23
Riobamba	65,86	67,12	68,39	69,70	71,13	72,53	73,97	75,49	77,11	79,00	80,61	82,26	83,94	85,65	87,40
Demanda Total [MW]	2957,44	3091,29	3227,42	3404,17	3551,18	3698,33	3851,61	4011,43	4114,55	4229,32	4410,44	4600,17	4798,96	5007,27	5225,58

Tabla 4.2 Proyección de la demanda anual de potencia (MW) Incluyendo el uso de cocinas eléctricas y la transferencia de potencia de 500 [MW] al sistema de Colombia para el período 2008 – 2022.

Barras de 230 [kV]	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]	PD [MW]
Zhoray	202,65	210,11	217,66	232,90	249,20	266,64	285,31	305,28	326,65	349,51	373,98	400,16	428,17	458,14	490,21
Milagro	286,12	299,65	313,47	335,41	358,89	384,01	410,90	439,66	470,43	503,36	538,60	576,30	616,64	659,81	705,99
Esclusas	114,41	115,17	119,89	128,28	137,26	146,87	157,15	168,15	179,92	192,52	205,99	220,41	235,84	252,35	270,02
Trinitaria	348,60	372,19	377,58	404,01	432,29	462,55	494,93	529,58	566,65	606,31	648,75	694,17	742,76	794,75	850,38
N. Prosperina	121,48	127,93	167,00	178,69	191,20	204,58	218,90	234,23	250,62	268,17	286,94	307,02	328,51	351,51	376,12
Pascuales	391,20	405,35	400,61	428,65	458,66	490,76	525,12	561,88	601,21	643,29	688,32	736,51	788,06	843,22	902,25
Dos Cerritos	88,51	93,65	98,97	105,90	113,31	121,24	129,73	138,81	148,53	158,92	170,05	181,95	194,69	208,32	222,90
Quevedo	281,47	298,20	317,13	339,33	363,08	388,50	415,69	444,79	475,93	509,24	544,89	583,03	623,84	667,51	714,24
Sto. Domingo	150,28	157,61	164,93	176,48	188,83	202,05	216,19	231,32	247,52	264,84	283,38	303,22	324,44	347,15	371,45
Santa Rosa	405,07	451,33	468,45	501,24	536,33	573,87	614,04	657,03	703,02	752,23	804,88	861,23	921,51	986,02	1055,04
Pomasqui	186,21	193,55	201,67	215,79	230,89	247,05	264,35	282,85	302,65	323,84	346,51	370,76	396,72	424,49	454,20
Totoras	315,58	299,43	311,67	333,49	356,83	381,81	408,54	437,13	467,73	500,47	535,51	572,99	613,10	656,02	701,94
Riobamba	65,86	67,12	68,39	73,18	78,30	83,78	89,65	95,92	102,63	109,82	117,51	125,73	134,53	143,95	154,03
Exportación								500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
Demanda Total [MW]	2957,44	3091,29	3227,42	3453,34	3695,07	3953,73	4230,49	5026,62	5343,49	5682,53	6045,31	6433,48	6848,82	7293,24	7768,77

4.3 EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN ECUATORIANO

El tercer parámetro de entrada a ser tomado en cuenta en la expansión del sistema de transmisión son los centros productores de energía previamente planificados para satisfacer la demanda mencionada en la sección 4.2.

La planificación del sistema de generación ecuatoriano realizado y propuesto por el CONELEC [10] contempla la construcción en su gran mayoría de grandes, medianos y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, así como la instalación de generación termoeléctrica que permita garantizar el abastecimiento de la demanda. En la Tabla 4.3 se detallan estos proyectos con su respectiva capacidad y año de operación.

Tabla 4.3 Plan de Expansión de la Generación

AÑO DE OPERACIÓN		
2007 - 2008		
CENTRAL	TIPO	POTENCIA INSTALADA [MW]
GENROCA	HIDRAULICO	34,3
ULYSEAS (Power Barge I y II)	TÉRMICO	75
SAN FRANCISCO	HIDRAULICO	212
POZA HONDA	HIDRAULICO	3
INTERCONEXIÓN COLOMBIA		500
ABANICO II	HIDRAULICO	22,5
MACHALA POWER II	TÉRMICO	95
ECOELECTRIC	TÉRMICO	27,5
SAN JOSÉ DEL TAMBO	TÉRMICO	8
CHORRILLOS	TÉRMICO	4
VICTORIA - QUIJOS	HIDRAULICO	10
2009		
VILLONACO	EÓLICO	15
TOPO	HIDRAULICO	22,8
OCANA	HIDRAULICO	26
MAZAR	HIDRAULICO	190
SALINA	EÓLICO	10
2010		
SIGCHOS	HIDRAULICO	15
PILALÓ	HIDRAULICO	22,8
APAQUI	HIDRAULICO	26
2011		
ANGAMARCA	HIDRAULICO	75
SABANILLA	HIDRAULICO	30
SOPLADORA	HIDRAULICO	312
MACHALA POWER III	TÉRMICO	87
2014 - 2015		
MINAS JUBONES	HIDRAULICO	337
TOACHI PILATÓN	HIDRAULICO	228
COCA CODO SINCLAIR	HIDRAULICO	432

El sistema de generación disponible a ser evaluado por el SRA, corresponde a una simplificación en el número de las centrales de generación tanto actuales como futuras que pueden existir en un nodo, agrupándolas por tipo de central (hidroeléctrica o térmica), capacidad de generación de potencia [MW] y costo variable de producción (CVP) [US \$/MWh] del parque generador termoeléctrico. Se tomó como referencia el (CVP) del mes de abril del año 2008, información provista por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (Ver Anexo A).

El siguiente ejemplo muestra el criterio con el que se procedió a realizar la simplificación de las centrales de generación actuales y futuras en uno de los nodos del sistema. Como se muestra en la Tabla 4.4 la barra de Molino se encuentra conformada por un conjunto de centrales de generación de tipo hidroeléctrico y térmico las mismas poseen un CVP diferente entre ellas. Para el caso de unidades hidroeléctricas actuales y futuras se las agrupa con un CVP de 2 [US \$/MWh], mientras que para las centrales termoeléctricas se obtiene el valor promedio de los CVP de las centrales agrupadas.

Tabla 4.4 Centrales de generación consideradas en la barra Molino

MOLINO			
Nombre	Tipo	CVP [\$/MWh]	P. efectiva [MW]
PAUTE AB	Hidroeléctrico	2,00	500,0
PAUTE C	Hidroeléctrico	2,00	430,0
Abanico	Hidroeléctrico	2,00	37,5
Abanico II	Hidroeléctrico	2,00	22,5
Sabanilla	Hidroeléctrico	2,00	30,0
Chorrillos	Térmico	36,00	4,0
Descanso I y III	Térmico	39,48	8,6
Descanso	Térmico	41,45	8,6
Saucay	Hidroeléctrico	2,00	24,0
Monay I, II, III	Térmico	74,80	3,2
Monay IV, V, VI	Térmico	100,56	3,3
Saymirín	Hidroeléctrico	2,00	14,4

Se realiza la simplificación respectiva y el resultado se muestra en la Tabla 4.5, donde se reduce en gran medida el número de centrales.

Tabla 4.5 Simplificación de las centrales de generación en la barra Molino

MOLINO		
Tipo	CVP [\$/MWh]	P. efectiva [MW]
Hidroeléctrico	2	1058,40
Térmico	21,2	38,977
Térmico	3,2	74,8
Térmico	3,3	100,56

Todo el parque generador eléctrico Ecuatoriano actual y planificado para el período 2008 – 2017 se presenta en el Anexo B, donde se define el tipo de central de generación, el CVP y la potencia efectiva en cada una de ellas.

Esta forma probable de realizarse la simplificación de las centrales de generación se aplica a dos parques de generación con características distintas en ciertos nodos los cuales se definen a continuación.

❖ *Parque generador eléctrico ecuatoriano A*

El parque generador mostrado en la Tabla 4.6 posee la característica de operar con la capacidad de aquellas centrales de generación tomadas en cuenta por TRANSELECTRIC en el plan de expansión del sistema de transmisión 2008 – 2017. Con esta capacidad de generación se pretende satisfacer la demanda correspondiente a la Etapa I ¹.

Así también, el intercambio de potencia entre Ecuador y Colombia se ha elevado a un valor en el CVP de 150 [US \$/MWh] con el objeto de saber hasta qué año el Ecuador puede ser un país dependiente de la importación de energía.

¹ La Etapa I, es valorada tomando en consideración la primera etapa del proyecto Coca Codo Sinclair para años más tarde (desde el año 2015) entrar a operar con la capacidad prevista por el CONELEC.

Tabla 4.6 Parámetros de las centrales de generación del SNI para satisfacer la demanda proveniente de la Etapa I

Ni	Nombre del nodo	Tipo de Generador	Capacidad [MW]	CVP [US \$ / MWh]
1	Molino	Hidroeléctrico	1058,4	2
1	Molino	Térmico	21,2	38,977
1	Molino	Térmico	3,2	74,8
1	Molino	Térmico	3,3	100,56
2	Zhoray	Hidroeléctrico	216	2
3	Milagro	Hidroeléctrico	15	2
3	Milagro	Térmico	169,2	42,46
4	San Idelfonso	Térmico	182	42,46
4	San Idelfonso	Hidroeléctrico	337	2
5	Esclusas	Térmico	150	42,08
6	Trinitaria	Térmico	133	51,625
11	Quevedo	Hidroeléctrico	295,6	2
12	Santo Domingo	Térmico	132,5	29,6
13	Santa Rosa	Hidroeléctrico	43	2
13	Santa Rosa	Térmico	32,4	47,26
14	Pomasqui	Hidroeléctrico	48,17	2
14	Pomasqui	Térmico	1,8	89,54
15	Totoras	Térmico	32,6	42,116
15	Totoras	Hidroeléctrico	580,88	2
16	Pifo	Hidroeléctrico	1510	2
17	Riobamba	Hidroeléctrico	14,7	2
18	Pasto	Interconexión	500	150
19	Sopladora	Hidroeléctrico	312	2
	Potencia neta [MW]		5791,95	

❖ *Parque generador eléctrico ecuatoriano B*

Tiene como objetivo satisfacer la demanda obtenida en la Etapa II con todo el parque de generación actual y previsto en el Anexo B, teniendo en cuenta la capacidad de la central hidroeléctrica Paute con su valor de potencia firme de 360 [MW]. La Tabla 4.7, proporciona la simplificación de las unidades de generación en barras del sistema.

Tabla 4.7 Parámetros de las centrales de generación del SNI para satisfacer el la demanda proveniente de la Etapa II.

Ni	Nombre del nodo	Tipo de Generador	Capacidad [MW]	CVP [US \$ / MWh]
1	Molino	Hidroeléctrico	503,4	2
1	Molino	Térmico	21,2	38,977
1	Molino	Térmico	3,2	74,8
1	Molino	Térmico	3,3	100,56
2	Zhoray	Hidroeléctrico	216	2
3	Milagro	Hidroeléctrico	15	2
3	Milagro	Térmico	8	71,825
3	Milagro	Térmico	169,2	42,46
3	Milagro	Térmico	11,4	79,28
4	San Idelfonso	Térmico	182	42,46
4	San Idelfonso	Hidroeléctrico	337	2
5	Esclusas	Térmico	177	77
5	Esclusas	Térmico	102	83,267
5	Esclusas	Térmico	150	42,08
6	Trinitaria	Térmico	133	51,625
6	Trinitaria	Térmico	146	56,65
6	Trinitaria	Térmico	79,5	63,78
6	Trinitaria	Térmico	114,5	84,6
6	Trinitaria	Térmico	38	90
6	Trinitaria	Térmico	34,4	51,53
8	Pascuales	Térmico	8,8	66,45
8	Pascuales	Térmico	2,7	82,194
8	Pascuales	Térmico	277	77,163
11	Quevedo	Térmico	30	95,73
11	Quevedo	Térmico	295,6	2
12	Santo Domingo	Térmico	132,5	29,6
12	Santo Domingo	Hidroeléctrico	228	2
13	Santa Rosa	Térmico	9,2	68,47
13	Santa Rosa	Térmico	32,4	47,25
13	Santa Rosa	Hidroeléctrico	43	2
13	Santa Rosa	Térmico	51,3	94,15
13	Santa Rosa	Térmico	3,8	42,46
14	Pomasqui	Hidroeléctrico	58,17	2
14	Pomasqui	Térmico	1,8	89,54
15	Totoras	Térmico	32,6	42,116
15	Totoras	Hidroeléctrico	580,88	2
15	Totoras	Térmico	4,6	86,1
16	Pifo	Hidroeléctrico	1510	2
17	Riobamba	Térmico	2	81,59
17	Riobamba	Térmico	1,1	76,4
17	Riobamba	Hidroeléctrico	14,7	2
19	Sopladora	Hidroeléctrico	312	2
	Potencia neta MW		6076,25	

4.4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

El problema de planeamiento estático de los sistemas de transmisión de energía eléctrica considera un período único de análisis donde no interesa cuando serán instalados los nuevos equipos de red que intervienen en el proceso de expansión. Se asume que todas las inversiones se realizan en el mismo instante de tiempo y al comienzo del horizonte de planificación [11].

El objetivo principal a determinarse en un horizonte de planificación a largo plazo es satisfacer la demanda en cada una de las barras del sistema de potencia, en base a un flujo óptimo de potencia DC en el cual las variables de solución son las potencias netas de inyección de las unidades de generación, por tanto para conseguir este fin se minimiza los costos de generación como señala la Ecuación (4.1), sujetas a restricciones de igualdad y desigualdad como expresan las Ecuaciones (4.2 – 4.4).

$$\text{Min } \sum_{i=1}^n F_i(P_{Gi}) \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \quad (4.1)$$

Sujeto a:

- ❖ Balance de potencia activa en la red

$$\sum_{i=1}^n P_{Gi} = P_D \text{ total} \quad (4.2)$$

- ❖ Límites de generación:

$$P_{Gi}^{\text{min}} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\text{máx}} \quad (4.3)$$

- ❖ Límites en los flujos de potencia activa por las líneas de transmisión.

$$f_{ik_{\min}} \leq f_{ik} \leq f_{ik_{\max}} \quad (4.4)$$

La resolución del Flujo Óptimo de Potencia en DC (OPF-DC), se basa en una programación lineal efectuada por el programa de optimización MATPOWER [5].

El modelo matemático se caracteriza por ser de naturaleza no lineal entera mixta ya que en su formulación intervienen distinto tipo de variables y restricciones como son: variables continuas (flujos por las líneas de transmisión, niveles de generación y de demanda, diferencia angular entre nodos), variables enteras (número de circuitos a ser adicionados en las líneas de transmisión), y restricciones (lineales y no lineales).

Históricamente Garver [12], fue el primero en expresar el problema de la expansión del sistema de transmisión de forma matemática mediante programación lineal. De ahí en adelante se han desarrollado una serie de modelos de programación matemática tales como: programación no lineal, programación entera mixta, modelos de descomposición de Benders, entre otros.

En la actualidad existen técnicas de optimización heurísticas para la solución del problema de expansión tales como: algoritmos genéticos, simulated annealing, (templado simulado), Tabu search (búsqueda Tabu), particle swarm optimization (optimización por enjambre de partículas), entre otros. Proveyendo éstos un alto grado de confianza en los resultados obtenidos al problema de expansión.

4.4.1 MODELO MATEMÁTICO [13]

El modelo matemático a considerarse es el modelo de flujos de potencia en DC, normalmente usado en el problema de la planificación a largo plazo de un sistema de transmisión.

Representación simbólica:

N = Número de nodos

ND = Número de condiciones de demanda

- $O_i =$ Conjunto de ramas cuyo origen es el nodo i .
 $D_i =$ Conjunto de ramas cuyo destino es el nodo i .
 $v =$ Función objetivo.
 $c_{ij} =:$ Costo de añadir un circuito entre los nodos $i - j$.
 $n_{ij}^0 =:$ Número de circuitos iniciales existentes entre los nodos $i - j$.
 $d_{i_k} =$ Carga en el nodo i durante la condición de demanda k .
 $\bar{n}_{ij} =$ Número máximo de circuitos permitidos en una línea de transmisión desde el nodo i al nodo j .
 $n_{ij} =$ Número de nuevos circuitos en la rama $i - j$.
 $\bar{f}_{ij} =$ Capacidad de flujo de un circuito en la rama $i - j$.
 $f_{ij} =$ Flujo de potencia a través de un circuito en la rama $i - j$.
 $\gamma_{ij} =$ Susceptancia de un circuito en la rama $i - j$.
 $\bar{g}_i =$ Capacidad de generación en el nodo i .
 $g_{i_k} =$ Generación en el nodo i durante la condición k .
 $\theta_{i_k} =$ Ángulo de fase de voltaje en el nodo i durante la condición k .
 $S =$ Matriz de incidencia de nodos.
 $\Omega =$ Conjunto de todos los circuitos candidatos.
 $\bar{r} =$ Vector de generadores artificiales o ficticios con elementos r_{i_k} .
 $r_{i_k} =$ Demanda no abastecida en el nodo i durante la condición k .
 $\tau =$ Parámetro de penalización asociado a la energía no servida [\$/MWh].

El parámetro de penalización τ depende del sistema que se analice. Conforme a estudios realizados en diversos artículos y por algunos operadores como por ejemplo la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista SA de Argentina (CAMMESA), establecen que éste parámetro de penalización puede ser de 500 [\$/MWh] por costo de energía no suministrada [14].

En el desarrollo de este proyecto de titulación se trabaja con un parámetro de penalización constante de 600 [\$/MWh].

El planteamiento del problema de optimización a considerarse en esta investigación es el siguiente:

❖ Función Objetivo:

Representado por la suma de los costos en la inversión de nuevos circuitos y la penalización por los cortes de carga o energía no abastecida.

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \tau \sum_{i=1}^N r_{ik} \quad (4.5)$$

❖ Sujeto a:

1. Ecuación de balance nodal:

$$Sf_{ij_k} + g_{ik} + r_{ik} = d_{ik} \quad (4.6)$$

$$\sum_{\text{ramo } ij \in D_i} f_{ij_k} - \sum_{\text{ramo } ij \in O_i} f_{ij_k} + g_{ik} + r_{ik} = d_{ik}$$

$$i = 1 \dots N; \quad k = 1 \dots ND$$

2. Ecuaciones de flujos de potencia en DC:

$$f_{ij} = \gamma_{ij} (\theta_{ik} - \theta_{jk})$$

Los flujos de potencia que atraviesan desde el nodo i al nodo j son expresados en términos del número de circuitos $i-j$.

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (4.7)$$

Voltaje en barras del sistema $V_i, V_j = 1$ p.u.

Ángulo de voltaje en el nodo de referencia es igual a cero $\theta_{slack} = 0$

3. Límite de flujos de potencia en las líneas de transmisión:

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{F}_{ij} \quad (4.8)$$

$$(n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot \gamma_{ij} (\theta_{i_k} - \theta_{j_k}) \leq (n_{ij}^0 + n_{ij}) \bar{F}_{ij} \quad k = 1 \dots ND$$

4. Capacidad de generación:

$$0 \leq g_{i_k} \leq \bar{g}_i \quad (4.9)$$

$$i = 1, 2, \dots, N; \quad k = 1, 2, \dots, ND$$

5. Demanda no abastecida:

$$0 \leq r_{i_k} \leq d_{i_k} \quad i = 1, 2, \dots, N; \quad k = 1, 2, \dots, ND \quad (4.10)$$

Los generadores virtuales r_{i_k} , son modelados como generadores de alto costo los cuales se activan cuando existe un desabastecimiento de energía en alguna barra del sistema de potencia. Los límites impuestos por r_{i_k} garantizan que siempre exista una solución factible al problema del flujo de potencia.

6. Límite del número de circuitos en las líneas de transmisión:

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall i, j \in \Omega \quad (4.11)$$

A continuación se presenta un compendio de las fórmulas a intervenir en un modelo matemático de optimización de flujos de potencia en DC.

Minimizar

$$v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \tau \sum_{i=1}^N r_{ik}$$

Sujeto a:

$$5f_{ij,k} + g_{ik} + r_{ik} = d_{ik} \quad i = 1, 2, \dots, N; \quad k = 1, 2, \dots, ND$$

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

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

$$0 \leq g_{ik} \leq \bar{g}_i$$

$$0 \leq r_{ik} \leq d_{ik}$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall i, j \in \Omega$$

4.4.2 MODELO DC APLICADO A UN SISTEMA DE 6 BARRAS

A continuación se ilustra la expansión de la red de transmisión de energía eléctrica en el sistema de potencia propuesto por Garver. Este sistema es el que se utiliza como referencia en el Estado del Arte para presentar el problema de la Expansión de los Sistemas de Transmisión.

La Tabla 4.8 proporciona los datos de generación y demanda tanto iniciales como planificados para un período de estudio dado. En la primera columna se presentan los nombres de los nodos que conforman el sistema de potencia, de la segunda a la quinta columna se muestran las unidades de generación iniciales y futuras con su respectivo CVP. De la sexta a la octava columna se modela la demanda existente y futura en cada nodo del sistema.

Tabla 4.8 Parámetros de generación y demanda futura.

Ni	Generación				Demanda		
		Actual	Futura	CVP		Actual	Futura
	Nombre	[MW]	[MW]	[US \$/MWh]	Nombre	[MW]	[MW]
1	G1	50		2	D1	20	80
2	G2				D2	60	240
3	G3	165		30	D3	10	40
4	G4				D4	40	160
5	G5				D5	60	240
6	G6		600	40	D6		
	GT	215	600		DT	190	760

En la Tabla 4.9 se prevé los parámetros de líneas de transmisión (actuales y futuras) para realizar la expansión del sistema de potencia. En ella constan los parámetros eléctricos (reactancias y capacidad de transmisión expresado en p.u.) y la inversión requerida en cada una de las líneas. Se ha tomado como referencia una potencia base de 100 [MVA] y un voltaje base de 230 [kV].

Tabla 4.9 Parámetros de líneas de transmisión.

Ni	Nj	X p.u.	Límite f_{ij} [MW]	Costo en miles de US \$
1	2	0,40	100,00	40
1	3	0,38	100,00	38
1	4	0,60	80,00	60
1	5	0,20	100,00	20
1	6	0,68	70,00	68
2	3	0,20	100,00	20
2	4	0,40	100,00	40
2	5	0,31	100,00	31
2	6	0,30	100,00	30
3	4	0,59	82,00	59
3	5	0,20	100,00	20
3	6	0,48	100,00	48
4	5	0,63	75,00	63
4	6	0,30	100,00	30
5	6	0,61	78,00	61

La topología de red inicial del sistema de potencia se muestra en la Figura 4.7. En total en el sistema existen 6 barras y 15 posibles caminos para su interconexión de los cuales 6 son existentes y los 9 restantes son futuros. La expansión del sistema de transmisión debe determinar la mejor alternativa considerando un conjunto de posibles soluciones como se muestra en la Figura

4.8, al mínimo costo de inversión y cumpliendo restricciones técnicas, es el problema a resolver.

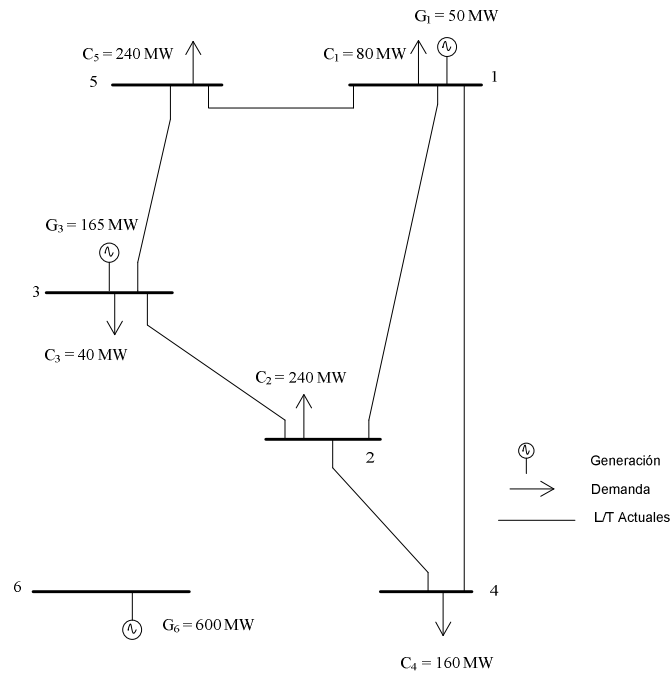


Figura 4.7 Configuración de red inicial propuesta por Garver

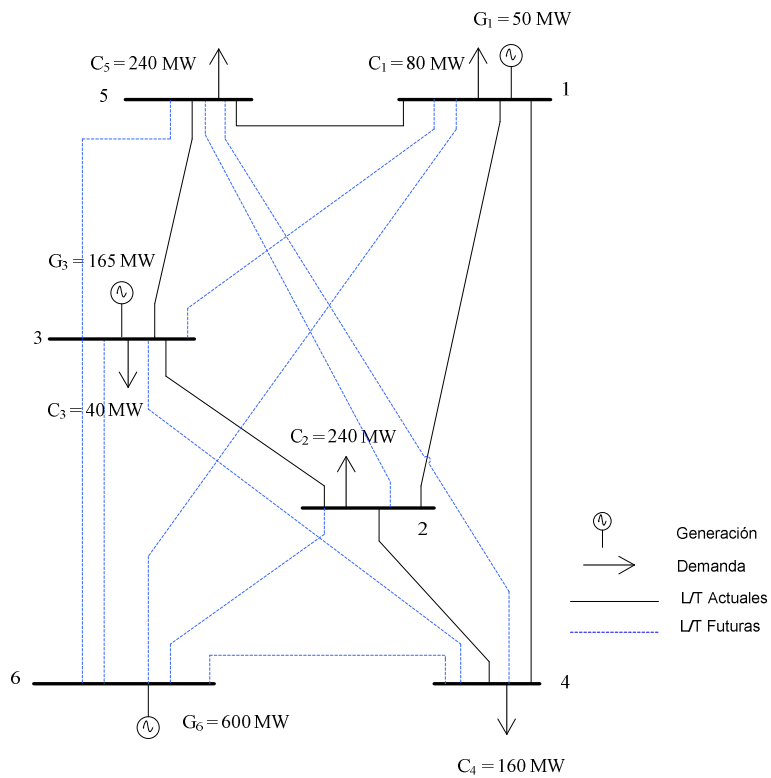


Figura 4.8 Posibles caminos de solución

Desarrollo:

Aplicando las ecuaciones de un modelo de flujos de potencia en DC al sistema propuesto por Garver se tiene el siguiente planteamiento. Se ha tomado como referencia una potencia base de 100 [MVA] y un voltaje base de 230 [kV].

Función objetivo

$$\text{Min } v = \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij} + \tau \sum_{i=1}^N r_{ik}$$

Min

$$v = 40 n_{12} + 38 n_{13} + 60 n_{14} + 20 n_{15} + 68 n_{16} + 20 n_{23} + 40 n_{24} + 31 n_{15} + 30 n_{26} + 59 n_{34} + 20 n_{35} + 48 n_{36} + 63 n_{45} + 30 n_{46} + 61 n_{56} + \tau (r_1 + r_2 + r_3 + r_4 + r_5)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

1. Balance nodal:

$$\sum f_{ij_k} + g_{ik} + r_{ik} = d_{ik}$$

$$-f_{12} - f_{13} - f_{14} - f_{15} - f_{16} + g_1 + r_1 = d_1 \quad \text{Nodo 1}$$

$$f_{12} - f_{23} - f_{24} - f_{25} - f_{26} + g_2 + r_2 = d_2 \quad \text{Nodo 2}$$

$$f_{13} + f_{23} - f_{34} - f_{35} - f_{36} + g_3 + r_3 = d_3 \quad \text{Nodo 3}$$

$$f_{14} + f_{24} + f_{34} - f_{45} - f_{46} + g_4 + r_4 = d_4 \quad \text{Nodo 4}$$

$$f_{15} + f_{25} + f_{35} + f_{45} - f_{56} + g_5 + r_5 = d_5 \quad \text{Nodo 5}$$

$$f_{16} + f_{26} + f_{36} + f_{46} + f_{56} + g_6 + r_6 = d_6 \quad \text{Nodo 6}$$

Donde; en p.u. estas restricciones se transforman en:

$$-f_{12} - f_{13} - f_{14} - f_{15} - f_{16} + 0,5 + r_1 = 0,8 \quad \text{Nodo 1}$$

$$f_{12} - f_{23} - f_{24} - f_{25} - f_{26} + 0 + r_2 = 2,4 \quad \text{Nodo 2}$$

$$f_{13} + f_{23} - f_{34} - f_{35} - f_{36} + 1,65 + 0 = 0,4 \quad \text{Nodo 3}$$

$$f_{14} + f_{24} + f_{34} - f_{45} - f_{46} + 0 + r_4 = 1,6 \quad \text{Nodo 4}$$

$$f_{15} + f_{25} + f_{35} + f_{45} - f_{56} + 0 + r_5 = 2,4 \quad \text{Nodo 5}$$

$$f_{16} + f_{26} + f_{36} + f_{46} + f_{56} + 6 + 0 = 0 \quad \text{Nodo 6}$$

2. Flujos de potencia:

$$f_{ij} - \gamma_{ij} (n_{ij}^0 + n_{ij}) \cdot (\theta_{i_k} - \theta_{j_k}) = 0$$

Nodo 1

$$f_{12} - \gamma_{12} (1 + n_{12}) \cdot (\theta_1 - \theta_2) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{12} - 2,5 (1 + n_{12}) \cdot (\theta_1 - \theta_2) = 0$$

$$f_{13} - \gamma_{13} (0 + n_{13}) \cdot (\theta_1 - \theta_3) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{13} - 2,63 (0 + n_{13}) \cdot (\theta_1 - \theta_3) = 0$$

$$f_{14} - \gamma_{14} (1 + n_{14}) \cdot (\theta_1 - \theta_4) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{14} - 1,67 (1 + n_{14}) \cdot (\theta_1 - \theta_4) = 0$$

$$f_{15} - \gamma_{15} (1 + n_{15}) \cdot (\theta_1 - \theta_5) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{15} - 5 (1 + n_{15}) \cdot (\theta_1 - \theta_5) = 0$$

$$f_{16} - \gamma_{16} (0 + n_{16}) \cdot (\theta_1 - \theta_6) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{16} - 1,47 (0 + n_{16}) \cdot (\theta_1 - \theta_6) = 0$$

Nodo 2

$$f_{23} - \gamma_{23} (1 + n_{23}) \cdot (\theta_2 - \theta_3) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{23} - 5 (1 + n_{23}) \cdot (\theta_2 - \theta_3) = 0$$

$$f_{24} - \gamma_{24} (1 + n_{24}) \cdot (\theta_2 - \theta_4) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{24} - 2,5 (1 + n_{24}) \cdot (\theta_2 - \theta_4) = 0$$

$$f_{25} - \gamma_{25} (0 + n_{25}) \cdot (\theta_2 - \theta_5) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{25} - 3,23 (0 + n_{25}) \cdot (\theta_2 - \theta_5) = 0$$

$$f_{26} - \gamma_{26} (0 + n_{26}) \cdot (\theta_2 - \theta_6) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{26} - 3,33 (0 + n_{26}) \cdot (\theta_2 - \theta_6) = 0$$

Nodo 3

$$f_{34} - \gamma_{34} (0 + n_{34}) \cdot (\theta_3 - \theta_4) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{34} - 1,7 (0 + n_{34}) \cdot (\theta_3 - \theta_4) = 0$$

$$f_{35} - \gamma_{35} (1 + n_{35}) \cdot (\theta_3 - \theta_5) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{35} - 5 (1 + n_{35}) \cdot (\theta_3 - \theta_5) = 0$$

$$f_{36} - \gamma_{36} (0 + n_{36}) \cdot (\theta_3 - \theta_6) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{36} - 2,1 (0 + n_{36}) \cdot (\theta_3 - \theta_6) = 0$$

Nodo 4

$$f_{45} - \gamma_{45} (0 + n_{45}) \cdot (\theta_4 - \theta_5) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{45} - 1,6 (0 + n_{45}) \cdot (\theta_4 - \theta_5) = 0$$

$$f_{46} - \gamma_{46} (0 + n_{46}) \cdot (\theta_4 - \theta_6) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{46} - 3,33 (0 + n_{46}) \cdot (\theta_4 - \theta_6) = 0$$

Nodo 5

$$f_{56} - \gamma_{56} (0 + n_{56}) \cdot (\theta_5 - \theta_6) = 0 \quad \Rightarrow \quad f_{56} - 1,64 (0 + n_{56}) \cdot (\theta_5 - \theta_6) = 0$$

3. Límites de los flujos de potencia en las líneas de transmisión.

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

Nodo 1

$$|f_{12}| \leq (1 + n_{12}) \cdot 1$$

$$|f_{13}| \leq (0 + n_{13}) \cdot 1$$

$$|f_{14}| \leq (1 + n_{14}) \cdot 0,8$$

$$|f_{15}| \leq (1 + n_{15}) \cdot 1$$

$$|f_{16}| \leq (0 + n_{16}) \cdot 0,7$$

Nodo 2

$$|f_{23}| \leq (1 + n_{23}) \cdot 1$$

$$|f_{24}| \leq (1 + n_{24}) \cdot 1$$

$$|f_{25}| \leq (0 + n_{25}) \cdot 1$$

t

Nodo 3

$$|f_{34}| \leq (0 + n_{34}) \cdot 0,82$$

$$|f_{35}| \leq (1 + n_{35}) \cdot 1$$

$$|f_{36}| \leq (1 + n_{36}) \cdot 1$$

Nodo 4

$$|f_{45}| \leq (0 + n_{45}) \cdot 0,75$$

$$|f_{46}| \leq (0 + n_{46}) \cdot 1$$

Nodo 5

$$|f_{56}| \leq (0 + n_{56}) \cdot 0,78$$

4. Capacidad de generación:

$$0 \leq g_{i,k} \leq \bar{g}_i \quad i = 1, 2, \dots, N$$

Nodo 1

$$0 \leq g_1 \leq 0,5$$

Nodo 3

$$0 \leq g_3 \leq 1,65$$

Nodo 6

$$0 \leq g_6 \leq 6$$

5. Demanda no abastecida:

$$0 \leq r_{i,k} \leq d_{i,k} \quad i = 1, 2, \dots, N$$

$$0 \leq r_1 \leq 0,3$$

$$0 \leq r_2 \leq 2,4$$

$$0 \leq r_4 \leq 1,6$$

$$0 \leq r_5 \leq 2,4$$

La energía no suministrada se podría presentar en los nodos donde predomine la demanda, como se muestra en la Figura 4.9.

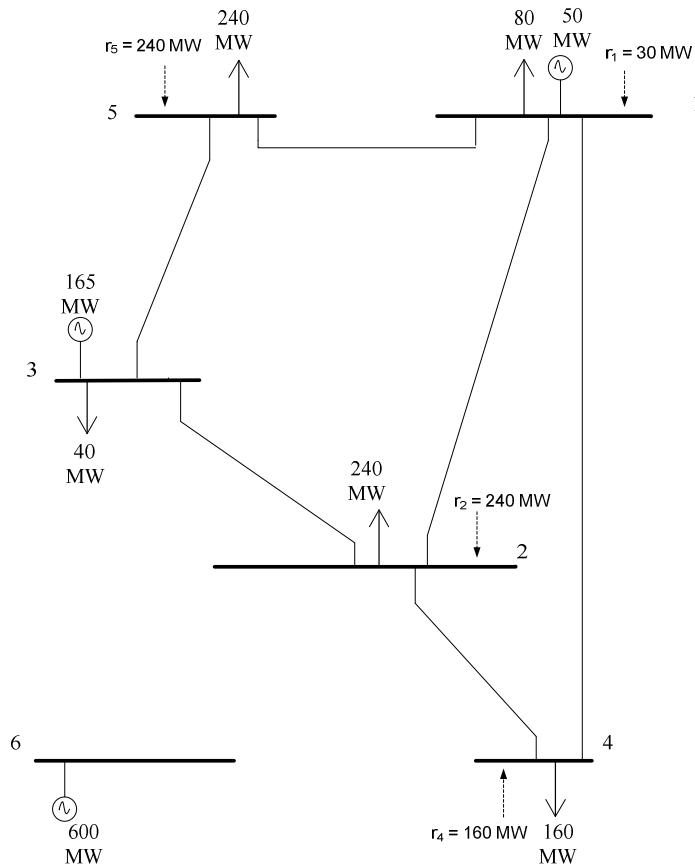


Figura 4.9 Energía no suministrada en el modelo de Garver

6. Límite en el número de circuitos en las líneas de transmisión

$$0 \leq n_{ij} \leq 4 \quad \forall i, j \in \Omega$$

La inversión óptima para la expansión del sistema de potencia planteado por Garver obtenida con programación lineal es de [US\$] 200.000, dicha inversión resultante se la puede obtener de varias maneras, tal como se muestra en la Tabla 4.10 [15].

Tabla 4.10 Soluciones al sistema de potencia propuesto por Garver

Nodos n_{ij}	Posibles Caminos (existentes y probables)															Inversión óptima miles US \$
	n_{12}	n_{13}	n_{14}	n_{15}	n_{16}	n_{23}	n_{24}	n_{25}	n_{34}	n_{35}	n_{36}	n_{45}	n_{46}	n_{56}	n_{62}	
Costo miles US \$	40	38	60	20	68	20	40	31	59	20	48	63	30	61	30	
Solución 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	4	200
Solución 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3	0	3	200
Solución 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	5	200
Solución 4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4	200
Solución 5	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	3	200

De todas estas posibles alternativas solo la Solución 1 cumple con las características técnicas establecidas con un modelo DC.

❖ Implementación del SRA al problema de Garver

Implementando el algoritmo de rebotes simulados mencionado en el capítulo III al problema de Garver, se determinará la mejor alternativa de expansión al problema planteado.

Para la implementación del SRA es necesario:

1. Una condición o configuración de inicio (x_0).
2. Una estructura de vecindad Φ_x (definición de configuraciones cercanas o adyacentes a la evaluada).
3. Un procedimiento para la construcción de próximas configuraciones a ser evaluadas.
4. Valor del parámetro de simulación α (coeficiente de elasticidad).

Dichas condiciones iniciales (x_0), van desde el sobredimensionamiento que puede existir en la implementación de circuitos en cada una de las líneas de transmisión, hasta llegar a la condición en que se evalúe el estado actual del sistema de potencia (valores límites del espacio de solución). La construcción del hiperespacio de soluciones, se lo realiza de tal manera que se evalúe una diversidad de condiciones o posibles caminos de solución.

El número de parámetros a optimizar y que conforman el conjunto de soluciones iniciales x_0 es igual a la dimensión del espacio Θ , por tanto el problema propuesto por Garver tiene una dimensión $\dim(\Theta) = 15$, ya que existen 15 posibles líneas de transmisión a considerarse en la Expansión.

En la

Tabla **4.11** se muestran las condiciones iniciales a ser evaluadas para resolver el problema de optimización propuesto por Garver.

Tabla 4.11 Condiciones iniciales para la configuración de Garver

Condiciones Iniciales
$x_0^1 = (3,4,3,3,4,3,3,4,4,3,4,4,4,4,4)$
$x_0^2 = (3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3)$
$x_0^3 = (3,2,3,3,2,3,3,2,2,3,2,2,2,2,2)$
$x_0^4 = (2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2)$
$x_0^5 = (2,1,1,2,1,2,2,1,1,2,1,1,1,1,1)$
$x_0^6 = (1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1)$
$x_0^7 = (1,0,1,1,0,1,1,0,0,1,0,0,0,0,0)$

La estructura de vecindad está definida por:

$$z \in \Phi_s \Leftrightarrow \begin{cases} x_{j(z)} = x_{j(s)} \pm \alpha & \forall j = 1, \dots, d \\ x_{j(z)} = x_{j(s)} & \forall j = 1, \dots, d \end{cases}$$

donde:

α = número entero positivo aleatorio con distribución uniforme,

z = es una solución vecina de s ,

$x_{j(s)}$ = es el j -ésimo elemento de la solución s .

El valor de α que será tomado en cuenta para éste problema es el de 2, valores mayores no proveen buenos resultados ya que no se realiza una búsqueda eficiente del espacio de soluciones.

El procedimiento a seguir para la construcción de una solución vecina Φ_s es el siguiente:

- ✓ elegir un número j entre 1 y $d = 15$ de manera aleatoria con probabilidad uniforme,
- ✓ elegir aleatoriamente con probabilidad uniforme un número a ,
- ✓ variar el $x_{j(z)}$ según el valor obtenido anteriormente.

El número de soluciones encontradas alrededor del punto s corresponde a una mínima estructura de vecindad donde las transiciones se realizan ya sea a la izquierda o a la derecha.

$$|\Phi| = 2 \dim(\Theta) = 2 \cdot d = 2 \cdot 15 = 30$$

Por lo tanto existe un total de 30 soluciones que se encuentran alrededor de la solución s , antes que el algoritmo se detenga.

Mediante un flujo óptimo de potencia en DC, cada una de las alternativas de expansión son analizadas de manera que el resultado encontrado sea el producto de un proceso técnico – económico.

A continuación se detallan los resultados de la expansión del Sistema de Garver, considerando un coeficiente de elasticidad α constante de 0,84.

Condición inicial 1	
$x_0^1 = (3,4,3,3,4,3,3,4,4,3,4,4,4,4,4)$ $f_{x_0^1} = 2,112$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,0,0,0,3,0,2,4,1,1,0,0,4,0,0)	607
(0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,1,3,0,3)	263
(0,0,1,0,0,0,0,2,0,0,0,1,3,0,3)	365
(0,0,0,0,0,0,0,0,1,1,2,0,3,1,2)	386

Condición inicial 2	
$x_0^2 = (3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3,3)$ $f_{x_0^2} = 1,684$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,0,0,0,0,0,0,1,0,1,1,0,2,0,3)	249
(0,0,1,2,3,0,0,0,0,0,0,0,4,1,0)	485
(0,0,0,0,0,1,0,0,0,0,2,0,3,3,0)	389
(0,0,0,0,1,0,0,0,1,2,4,0,0,0,3)	449
Condición inicial 3	

Condición inicial 3	
$x_0^3 = (3,2,3,3,2,3,3,2,2,3,2,2,2,2,2)$ $f_{x_0^3} = 1,256$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,1,0,0,0,0,0,2,0,0,0,0,2,0,4)	280
(0,0,0,0,0,0,0,0,0,2,1,0,2,0,3)	238
(0,0,0,0,0,2,2,1,0,0,1,0,3,1,2)	410
(0,0,0,0,0,0,0,0,0,2,1,0,2,0,3)	238

Condición inicial 4	
$x_0^4 = (2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2,2)$ $f_{x_0^4} = 1,056$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,0,0,0,1,0,0,1,0,1,4,0,2,0,2)	431
(0,0,0,0,0,0,0,0,0,1,0,0,2,0,4)	200
(0,0,0,0,2,0,0,0,0,2,0,0,2,2,2)	418
(0,0,0,0,1,0,0,0,0,2,3,0,2,0,2)	372

Condición inicial 5	
$x_0^5 = (2,1,1,2,1,2,2,1,1,2,1,1,1,1,1)$ $f_{x_0^5} = 94,128$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,0,0,1,2,0,0,0,0,0,0,0,3,2,0)	368
(0,0,0,0,0,2,0,2,0,0,2,0,3,2,0)	410
(0,0,0,0,0,0,0,1,1,1,3,0,0,0,4)	374
(0,0,0,0,3,0,0,0,0,0,0,0,0,2,3)	416

Condición inicial 6	
$x_0^6 = (1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1,1)$ $f_{x_0^6} = 95,428$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(2,3,0,1,0,0,0,0,2,0,1,1,2,0,3)	593
(0,0,0,0,0,1,0,0,0,1,0,0,2,0,4)	220
(0,0,0,1,4,2,2,0,0,0,2,0,1,2,2)	720
(0,0,0,1,1,0,1,0,0,0,0,0,3,1,2)	339

Condición inicial 7	
$x_0^7 = (1,0,1,1,0,1,1,0,0,1,0,0,0,0,0)$ $f_{x_0^7} = 272,500$	
Solución encontrada	Función de costo x 10^3
(0,2,0,0,0,0,0,0,0,0,2,0,2,2,2)	414
(0,0,0,0,2,0,0,0,0,1,0,0,2,0,3)	306
(0,0,0,0,0,1,2,0,0,0,1,0,2,2,2)	390
(0,0,0,0,0,1,0,1,0,0,1,0,2,2,2)	341

Del conjunto de los resultados obtenidos, el valor óptimo de expansión del sistema de transmisión será el mínimo valor encontrado. La inversión obtenida es

de 200.00 [US\$], la cual se encuentra localizada al evaluar la condición x_0^* . El tiempo de cómputo total del proceso es de 4,65 minutos

Análisis del Coeficiente de conservación de energía cinética

Todas las condiciones iniciales son analizadas en función de un coeficiente de conservación de energía cinética α constante, cuyo rango de operación se encuentra en:

$$0,7 \leq \alpha < 0,99$$

Se han desarrollado varias pruebas para definir el mejor coeficiente de conservación de energía cinética α , que relacione el número de veces que se ha obtenido el valor óptimo de 200.000 [US\$] (inversión óptima a la expansión del sistema de transmisión) en un tiempo de cómputo aceptable. Por lo que se procede a variar el coeficiente en pasos 0,02 con lo cual se obtiene 15 coeficientes de energía cinética y un total de 420 muestras resultantes en todo el espacio de solución.

La Figura 4.10 proporciona el número de veces que se obtuvo el valor de inversión óptimo así como el tiempo de cómputo que tardo en realizar el proceso de análisis. Con un coeficiente de energía cinética $\alpha = 0,84$ y un tiempo de cómputo de 234,81 (s) se obtiene las condiciones óptimas para el problema de Expansión del Sistema de Transmisión, por lo que para el problema propuesto por Garver así como para futuras pruebas a desarrollarse con el algoritmo de rebotes simulados se trabajará con un valor de $\alpha = 0,84$.

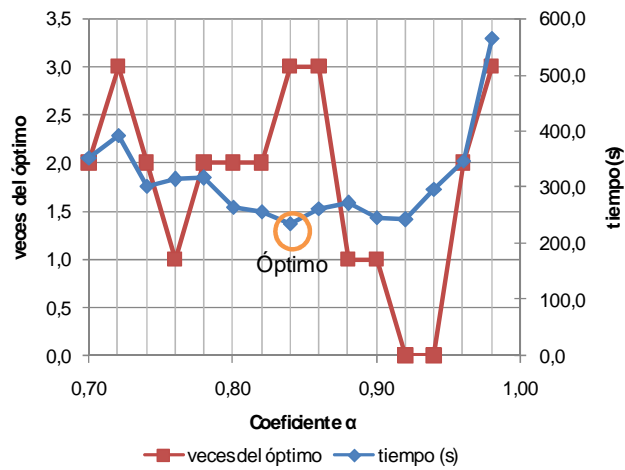


Figura 4.10 Solución óptima de inversión versus tiempo de cómputo

El resultado óptimo obtenido mediante la técnica de optimización para la expansión del sistema de transmisión propuesto por Garver es el mostrado en la Figura 4.11, donde se observa el despacho requerido de las unidades de generación y los flujos de potencia por cada uno de los elementos de la red.

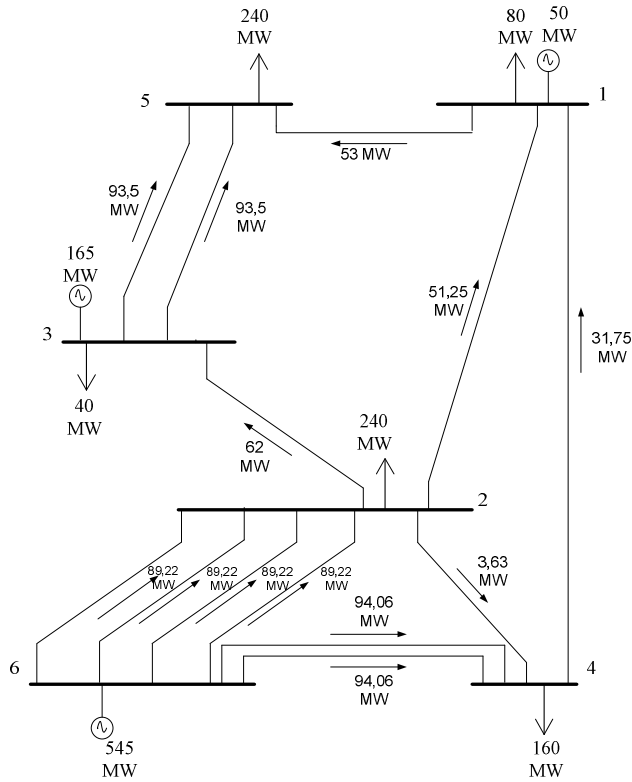


Figura 4.11 Solución óptima al sistema de Garver

4.5 PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

En base al artículo 33 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico “Obligaciones del Transmisor”, se establece que: ***“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC”*** [10].

El transmisor mediante estudios eléctricos establecerá distintas alternativas de equipamiento para la expansión de su sistema, las propuestas con el equipo a intervenir deberán garantizar la operación de la red en función de las regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano obteniendo beneficios medioambientales y socioeconómicos.

La información utilizada por la empresa de transmisión para realizar el plan de expansión del sistema proviene de:

- ❖ CONELEC:
 - ✓ proyección de la demanda anual de potencia y energía,
 - ✓ proyectos de generación futura con una fecha estimada de operación,
 - ✓ bandas de variación de voltaje en operación normal en barras de 230 kV, 138 kV y en barras de entrega a las empresas distribuidoras,
 - ✓ factor de potencia en puntos de entrega con las distribuidoras y grandes consumidores.
- ❖ Planes de expansión facilitados por las empresas de distribución.
- ❖ Despachos energéticos de las unidades participantes en el MEM proporcionado por el CENACE, para determinar el precio referencial de generación así como el costo variable de producción.
- ❖ Regulaciones del sector eléctrico vigentes.

Para determinar la mejor alternativa a la expansión del sistema, la empresa de transmisión efectúa una serie de estudios técnico-económicos tales como:

- ❖ Estudios eléctricos del Sistema Nacional Interconectado para cada uno de los años considerados en el plan de expansión:

- ✓ estudios de nivel de voltaje,
 - ✓ flujos de carga,
 - ✓ cortocircuitos, recierres, protección,
 - ✓ estabilidad.
- ❖ Alternativas de expansión que permitan la operación del sistema con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad acorde a regulaciones vigentes.
 - ❖ Las alternativas son evaluadas económicamente considerando los costos de inversión, operación, manteniendo restricciones operativas y pérdidas en el sistema de transmisión (por efecto Joule, corona).
 - ❖ La alternativa seleccionada, será aquella que cumpla con las regulaciones vigentes y represente el mínimo costo de inversión.

Con el ingreso de los nuevos proyectos de generación en su mayoría hidroeléctricos de gran capacidad, se hace notorio un menor requerimiento de generación térmica especialmente de la zona de Guayaquil, por lo que para atender la demanda estimada existe una solicitud mayor del sistema troncal de 230 kV, de ahí la necesidad de implementar el sistema de 500 kV por donde se transfiera la potencia de los principales centros de producción de energía hidroeléctrica. Las variaciones a darse en las propuestas dadas por la empresa de transmisión radican principalmente en el delineamiento topológico del sistema de 500 kV.

4.5.1 ALTERNATIVAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

❖ Alternativa I

En base a la resolución No.-258/06 del 28 de noviembre del 2006 es aprobado por el CONELEC el primer informe sobre el Plan de Expansión de Transmisión propuesto por TRANSELECTRIC para el período 2007 – 2016 [16], cuyo monto de inversión en elementos de red haciende a 168,777 millones de dólares como se muestra en la Tabla 4.12

Tabla 4.12 Líneas de transmisión período 2007 – 2016

Nombre de la línea		Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Capacidad [MW]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Milagro	Esclusas	230	54	353	2	12,7
Milagro	San Idelfonso	230	135	340	2	29,587
Trinitaria	Esclusas	230	6	353	1	5,555
Quevedo	Totoras	230	155	353	2	24,075
Sta. Rosa	Pifo	230	30	342	2	4,8195
Pomasqui	Pifo	230	36	342	2	5,7835
Pifo	Yaguachi	500	300	1000	1	86,257
Inversión total						168,777

El diagrama unifilar de esta alternativa corresponde al que se muestra en la Figura 4.12.

❖ Alternativa II

Como una revisión al Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión propuesto en la alternativa I, la empresa de transmisión presenta un nuevo plan de expansión para los próximos diez años (2008 – 2017), cuyo monto de inversión en elementos de red asciende a los 243,774 millones de dólares como muestra la Tabla 4.13 [10].

Esta Alternativa II de expansión propuesta por TRANSELECTRIC, será con la que se realice la comparación del resultado obtenido posteriormente mediante el SRA.

Tabla 4.13 Parámetros de nuevas líneas de transmisión período 2008 – 2017

Nombre de la línea		Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Capacidad [MW]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Milagro	Esclusas	230	54	353	2	12,7
Milagro	San Idelfonso	230	135	340	2	29,587
Trinitaria	Esclusas	230	6	353	1	5,555
Quevedo	Totoras	230	155	353	2	24,075
Sta. Rosa	Pifo	230	30	342	2	4,8195
Pomasqui	Pifo	230	36	342	2	5,7835
Totoras	Sopladora	230	206	342	1	1,2
Riobamba	Sopladora	230	163,3	342	1	1,2
Sopladora	Molino	230	6	342	2	2,4
Sopladora	Yaguachi	500	205	1000	1	70,197
Pifo	Yaguachi	500	300	1000	1	86,257
Inversión total						243,774

En esta última revisión al plan de expansión existe una contrariedad por parte de TRANSELECTRIC puesto que cambia la topología de la red haciendo variar el esquema de conexión al incorporar la central hidroeléctrica Sopladora. Acorde a

la Figura 4.13, las líneas de transmisión que llegan a la subestación Sopladora son: Totoras – Sopladora, Riobamba – Sopladora, Molino – Sopladora, y Yaguachi – Sopladora; pero en cambio al presentar TRANSELECTRIC los resultados de simulación de flujos de carga evaluados para distintos escenarios de demanda anual (máxima, media y mínima) en estación invernal y en estación seca, dichos estudios no consideran las líneas de transmisión mencionadas anteriormente sino que mantienen el esquema topológico actual de conexión en ese sector es decir L/T Totoras – Molino, Riobamba – Molino sin existir ningún posible camino de expansión [9], [10].

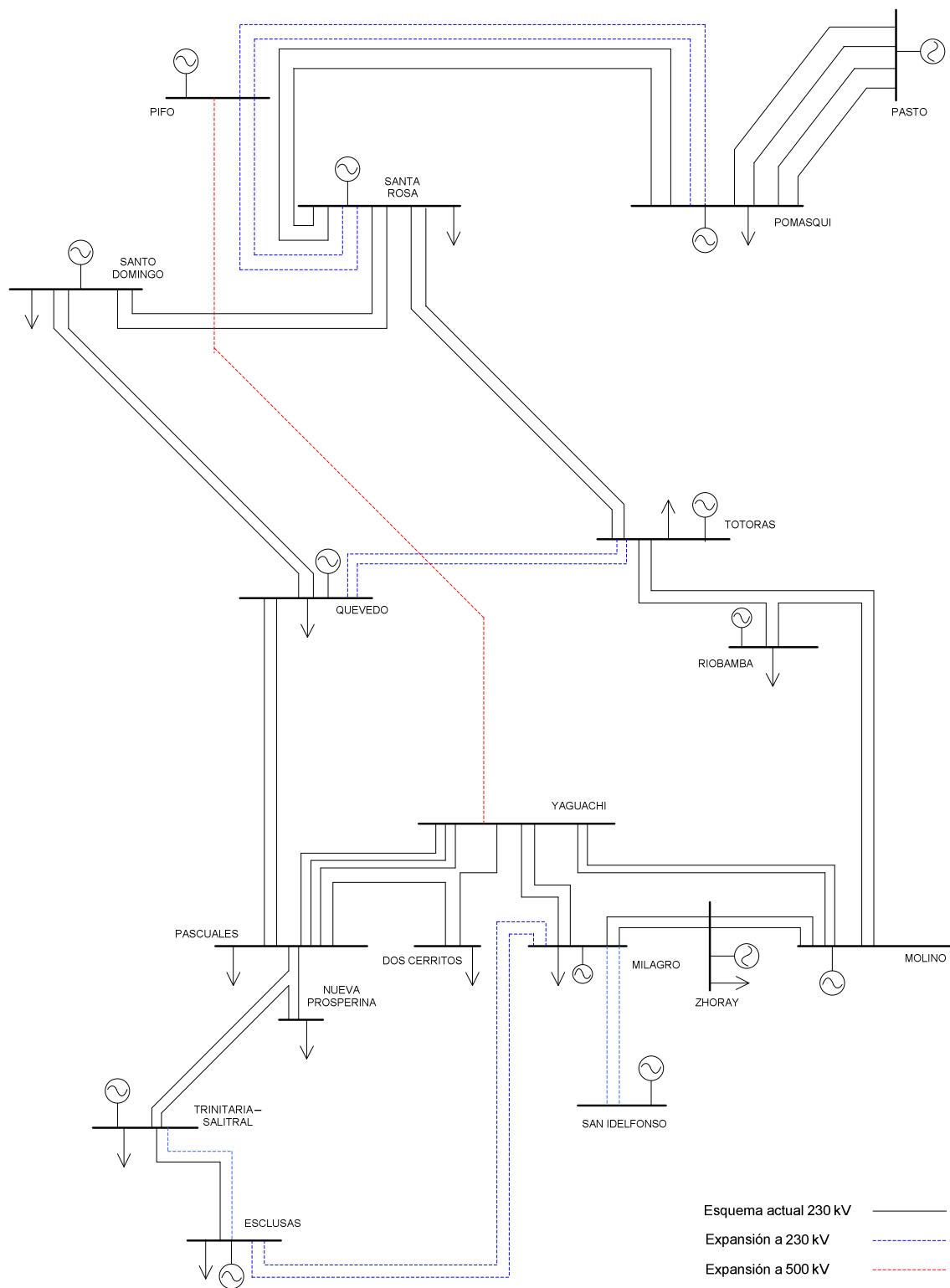


Figura 4.12 Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión período 2007 – 2016 (Alternativa I)

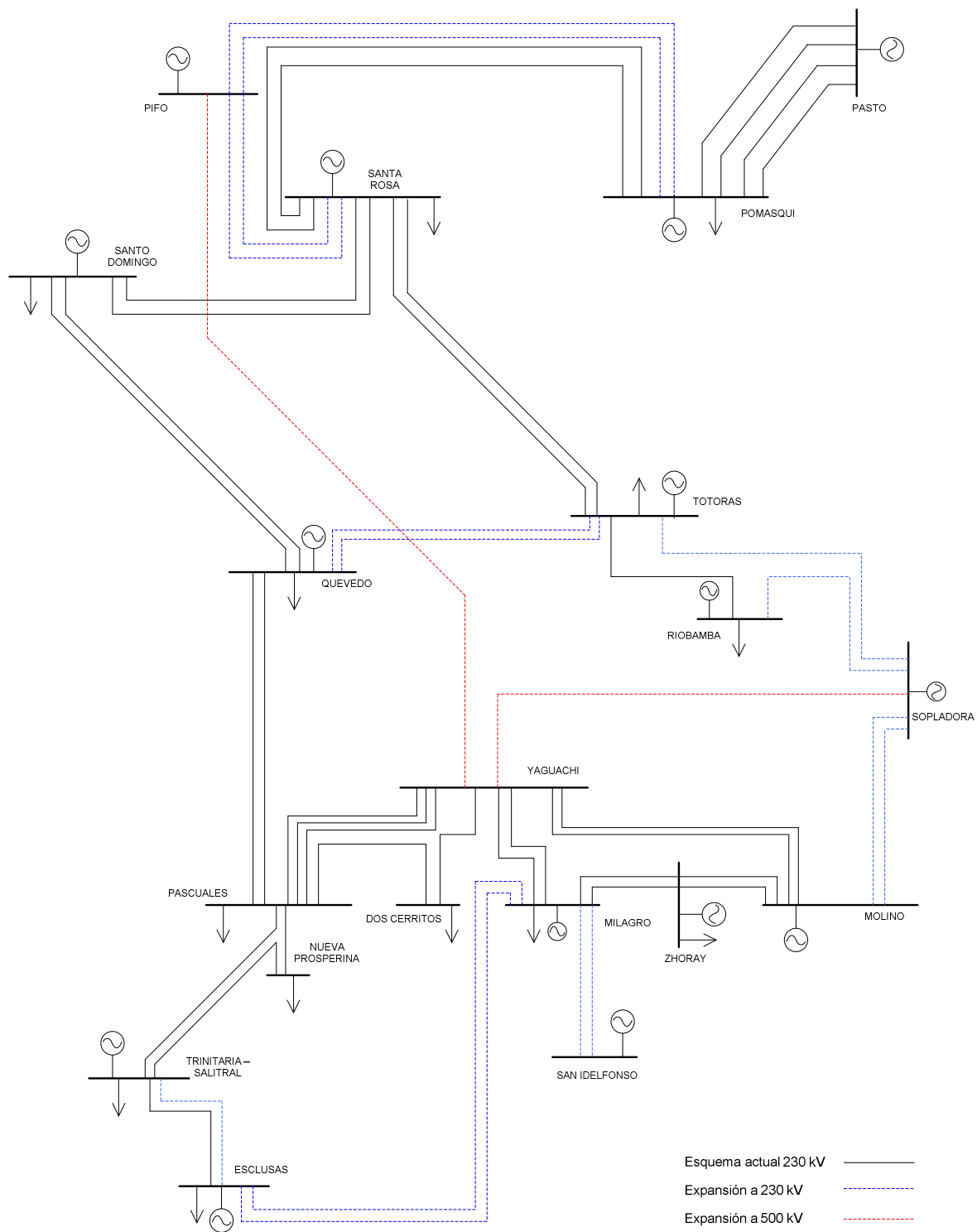


Figura 4.13 Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión período 2008 – 2017 (Alternativa II)

4.6 HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN A CONSIDERAR EN LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Aplicando la misma metodología de resolución al sistema de potencia presentado por Garver, el SRA procederá a evaluar las alternativas de expansión propuestas por TRANSELECTRIC, definidas en una serie de casos donde se conjugan todas las variables de entrada al proceso de expansión.

La Figura 4.14 presenta una síntesis de las variables de entrada que se han establecido hasta el momento, todas ellas interactúan entre sí para formar los casos de prueba que se muestran en la Tabla 4.15.

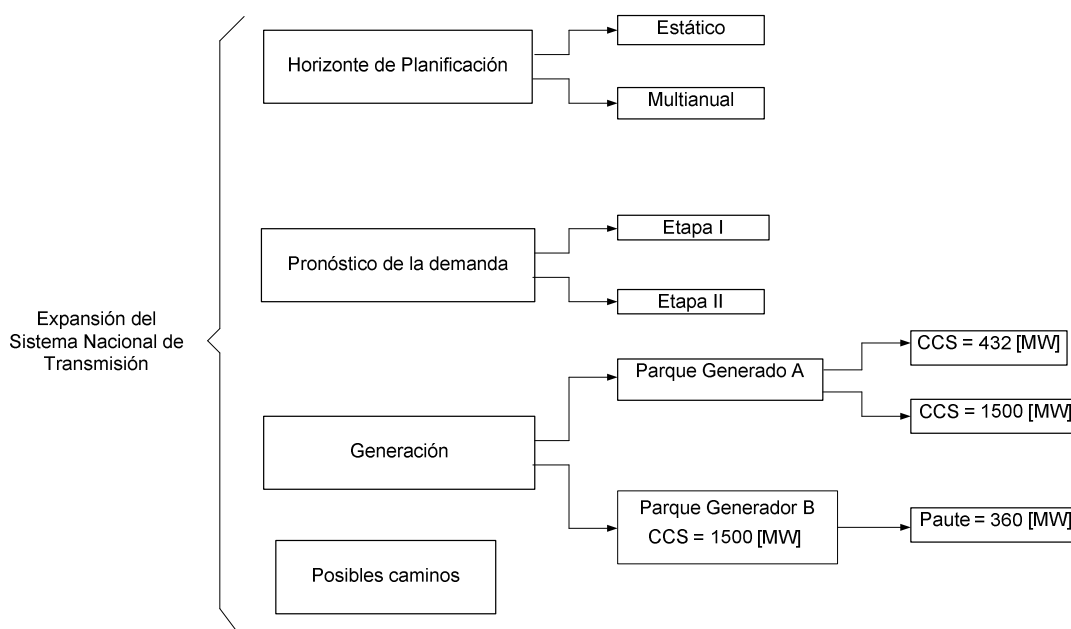


Figura 4.14 Compendio de las distintas variables de entrada requeridas al proceso de Expansión

La técnica de optimización necesita de un conjunto de probables caminos a ser tomados en cuenta en la expansión del sistema. En la Tabla 4.14 se proporcionan los parámetros eléctricos así como el costo de inversión de las líneas de transmisión futuras a ser evaluadas por el SRA.

Tabla 4.14 Líneas de transmisión a ser consideradas por el SRA

Nombre de la línea		Nivel de voltaje [Kv]	Longitud [Km]	Capacidad [MW]	Número de circuitos	Reactancia p.u.	Costo en millones de [US \$]
Milagro	Esclusas	230	54	353	2	0,0395	12,7
Milagro	San Idelfonso	230	135	340	2	0,0889	29,587
Trinitaria	Esclusas	230	6	353	1	0,004	5,555
Quevedo	Totoras	230	155	353	2	0,1274	24,075
Sta. Rosa	Pifo	230	30	342	2	0,0272	4,8195
Pomasqui	Pifo	230	36	342	2	0,0244	5,7835
Totoras	Sopladora	230	206	342	1	0,1913	19,777
Riobamba	Sopladora	230	163,3	342	1	0,1515	15,671
Sopladora	Molino	230	6	342	2	0,0054	1,2
Sopladora	Yaguachi	500	205	1000	1	0,1661	70,197
Pifo	Sopladora	500	340	1000	1	0,1531	99,28
Pifo	Yaguachi	500	300	1000	1	0,1765	86,257
Inversión total							374,902

Existe un total de 12 posibles caminos de interconexión a futuro en el Sistema Nacional de Transmisión, los cuales pasarán a formar los probables caminos de solución a ser evaluados por el SRA.

Las transiciones hechas en la exploración de la estructura de vecindad (a) pueden añadir uno como dos circuitos a la vez por cada línea de transmisión seleccionada por el SRA, todo depende de la configuración que se quiera adoptar.

Tabla 4.15 Casos de prueba a ser evaluados por el SRA

Nombre	Descripción
Caso I	<p>Horizonte de Planificación Estático:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa I ✓ Parque Generador A con CCS a 432 [MW] y 1500 [MW] ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2 ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.
Caso II	<p>Horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa I ✓ Parque Generador A con CCS a 432 [MW] y 1500 [MW] ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.
Caso III	<p>Horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa I ✓ Parque Generador A con CCS a 1500 [MW]. ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2. ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.
Caso IV	<p>En Base un horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa I. ✓ Parque Generador A con CCS 1500 [MW]. ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2. ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.
Caso V	<p>En Base un horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa II. ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW] y Paute a 360 [MW]. ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2. ✓ Estructura de vecindad considerando un solo circuito.
Caso VI	<p>En Base un horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa II. ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW] y Paute a 360 [MW]. ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 2. ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.
Caso VII	<p>En Base un horizonte de Planificación Estático Multianual:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Etapa II.

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Parque Generador B con CCS a 1500 [MW] y Paute a 360 [MW]. ✓ Máximo número de circuitos permitidos = 4. ✓ Estructura de vecindad considerando dos circuitos.
--	--

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El SRA aplicado al problema de optimización del Sistema Nacional de Transmisión ecuatoriano (SNT) planteado en el capítulo IV, evalúa una serie de hipótesis preestablecidas con el objetivo de determinar un modelo de expansión que sea técnica y económicamente viable de realizar, el mismo será comparado con las alternativas propuestas por TRANSELECTRIC en el plan de expansión del sistema de transmisión para el período 2008 – 2017. La exploración por parte del SRA empieza a partir del año 2015 puesto que es en este año en que los proyectos de generación previstos por el CONELEC deben entrar en operación.

5.1 HIPÓTESIS DE SIMULACIÓN EN LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ECUATORIANO

5.1.1 CASO I

En base a un horizonte de planificación estático, la inversión en líneas de transmisión y número de circuitos se implementan dependiendo de la necesidad

anual requerida por el sistema para un año de estudio específico tal como se observa en la Tabla 5.1.

Con las componentes que caracterizan al Caso I se puede constatar por medio de simulaciones (ver Anexo C) que el parque generador planificado considerando, la primera etapa del proyecto hidroeléctrico CCS de 432 [MW] más la importación de energía abastecerá la demanda hasta el año 2018. La oportuna planificación de nuevos proyectos de generación y la incorporación al sistema de la segunda etapa del proyecto CCS alcanzando los 1500 [MW] en su operación, involucra una nueva inyección de potencia permitiendo satisfacer la demanda años mas tarde.

✓ Año 2015 – 2017

Cada año es evaluado de forma independiente, el resultado obtenido en la expansión al aplicar la técnica de optimización, muestra que se requieren las mismas líneas de transmisión en los años 2015 – 2016, en cambio para el año 2017 a más de encontrar como solución a la expansión iguales elementos de red del año precedente se presenta un incremento en el número de circuitos para la L/T Santa Rosa – Pifo.

✓ Año 2018

Con la primera etapa del proyecto CCS operando a su máxima capacidad, el sistema requiere de una mayor inyección de potencia de forma específica en el sector de las Esclusas, pero al encontrarse ya despachadas las unidades más económicas se hace evidente el requerimiento de centrales térmicas para satisfacer la demanda del sistema.

El resultado de expansión obtenido para este año encuentra la expansión registrada de los años pasados pero además de ello la incorporación de la L/T Milagro – las Esclusas.

✓ Año 2019

Con el requerimiento de potencia registrada en el año 2018, se estima que, para este año entre en operación la segunda etapa del proyecto CCS, produciendo un

desplazamiento en la operación de unidades térmicas a comparación del anterior. En este año no solo se difiere el ingreso de nuevas líneas de transmisión sino en el retiro de ciertos circuitos como es el caso de la salida del un circuito correspondiente a la L/T Milagro – San Idelfonso.

✓ Año 2020

Relacionan los mismos elementos de red obtenidos en el año 2019 con la peculiaridad de agregar nuevamente el circuito de la L/T Milagro – San Idelfonso.

✓ Año 2021

La configuración topológica encontrada en la expansión para los años anteriores difiere a la hallada en el 2021 puesto que la producción de energía proveniente de la central hidroeléctrica Sopladora hacia el sistema se lo realiza por medio de la L/T Riobamba – Sopladora y no como en los otros años donde la potencia producida por esta central hacia el sistema se lo venía realizando por la L/T Molino – Sopladora. Se requiere además la implementación de la L/T Pifo – Yaguachi.

✓ Año 2022

Posee la característica de ser un año en el que existe energía no suministrada en algún nodo del sistema, para este año ya no es dable satisfacer la demanda con el parque de generación considerado, por lo que se debería preveer la incorporación de nuevas centrales de generación sin que exista penalización por incumplimiento. Cuando se llega a este estado es necesario realizar otro tipo de estudio, para levantar este incumplimiento, lo cual no será tratado en este proyecto de estudio.

Tabla 5.1 Costos totales de inversión en la expansión del SNT en base a un horizonte de planificación estático

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015 = 2016							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	22,297
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	1	3,632
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
							Inversión total
							27,129
2017							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	22,297
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
							Inversión total
							28,317
2018							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
							Inversión total
							45,178
2019							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	22,297
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
							Inversión total
							43,671
2020							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
							Inversión total
							50,961
2021							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
Riobamba	Sopladora	17	19	230	163,3	1	15,671
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	1	86,257
							Inversión total
							151,689

De todas las soluciones encontradas a la expansión de forma anual, la opción de expansión al sistema corresponde a la obtenida al final del período de estudio, en este caso representa a la del año 2021 como se muestra en la Figura 5.1.

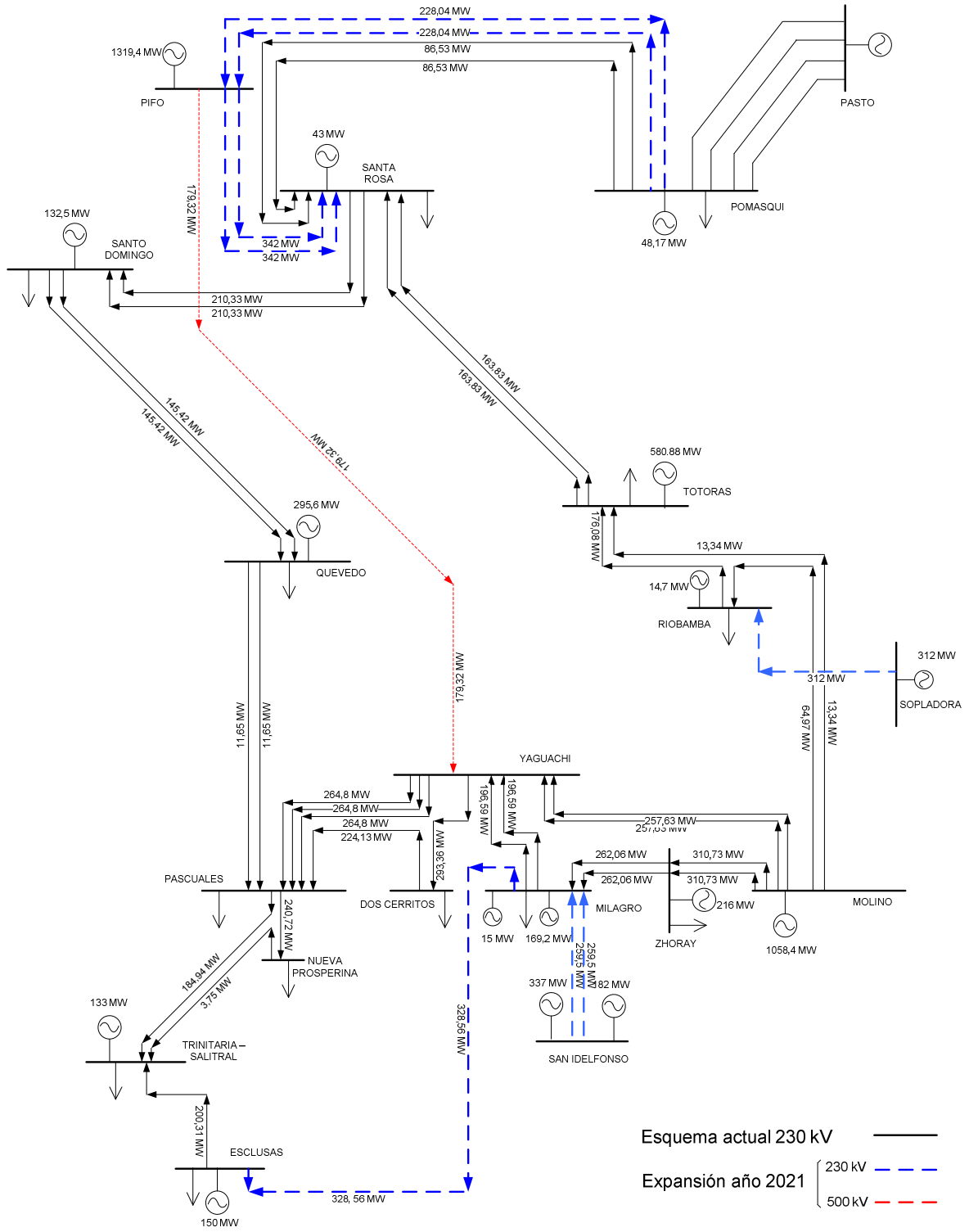


Figura 5.1 Expansión del SNT considerando un horizonte de planificación estático año 2021

5.1.2 CASO II

Considerando un horizonte de planificación estático multianual, la expansión del sistema de transmisión toma en cuenta una actualización anual de los resultados obtenidos por cada uno de los años evaluados, donde se refleja la inversión necesaria así como el esquema total de expansión al final del período de estudio, los mismos se pueden apreciar en la Tabla 5.2 , y Figura 5.2, mientras que las simulaciones respectivas a este caso de estudio se encuentran en el Anexo D.

✓ Año 2015 – 2016

En el año 2015 con el ingreso a operación de las L/T Milagro – San Idelfonso, Santa Rosa – Pifo, Sopladora – Molino, todas ellas en un circuito, se logra satisfacer la demanda requerida en el año 2015, con esta misma topología de expansión el año 2016 no necesita expandirse puesto que la capacidad de transporte encontrada en el año anterior es la adecuada para el año 2016.

✓ Año 2017

Se requiere una mayor cantidad de energía al sistema, por lo que la incorporación de la central CCS en su primera etapa, está en capacidad de proveer la energía solicitada al menor costo, pero para ello se debe implementar el segundo circuito de la L/T Santa Rosa – Pifo.

✓ Año 2018

Con el aumento de la demanda prevista en este año y al no tener más fuentes productoras de tipo hidroeléctrico entran a operar centrales térmicas cuyo costo de producción es elevado requiriendo el ingreso a operación del segundo circuito de la L/T Milagro - San Idelfonso y un circuito en la L/T Milagro – las Esclusas para abastecer la demanda.

✓ Año 2019

Para este año con CCS a 1500 [MW], la capacidad de transporte del sistema obtenida en el año 2018 también es la adecuada para satisfacer la demanda de este año.

✓ Año 2020 – 2021

Con CCS a la capacidad estimada de 1500 [MW] se ve en la necesidad de implementar en un doble circuito de la L/T Pomasqui – Pifo para el año 2020, mientras que para el año 2021 se requiere construir la L/T Pifo – Yaguachi.

✓ Año 2022

En este año se registra un desabastecimiento de energía en el sector de Santa Rosa de 87,16 [MW] por lo cual ya no es factible abastecer la demanda de este año sin que exista pérdida de carga. El comportamiento de las L/T ante este evento se lo da cuando el flujo de potencia activa que atraviesa por ella operan a un valor mayor al de su límite térmico.

Tabla 5.2 Costo total de inversión a la expansión del SNT en base a un horizonte de planificación estático multianual

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015 = 2016							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	22,297
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	1	3,632
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
2017							
Sta. Rosa	Pifo	13	16	230	30	1	1,187
2018 = 2019							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	7,290
2020							
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
2021							
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	2	114,459
Inversión total							165,419

Comparando ambos problemas de planificación Caso I Vs. Caso II se puede apreciar que la planificación estática multianual presenta una expansión del sistema de transmisión de forma más acertada, aunque económicamente tiene un mayor costo, puesto que no varía la topología del sistema año tras año como lo hace la planificación puramente estática; es decir con este tipo de planificación se tendría un plan de inversiones para cada uno de los años considerados en el

horizonte, mientras que en la planificación estática, el planificador debería decidir en qué año construye las líneas propuestas.

Por lo tanto la Planificación Multianual se ajusta de una mejor manera a las decisiones a ser tomadas en cuenta a largo plazo por el planificador, es decir se conoce el período en que resulta mejor tanto técnica como económicamente la decisión de expandir una línea de transmisión. Es por ello que los siguientes casos de simulación se las realizará en base a la planificación estática multianual.

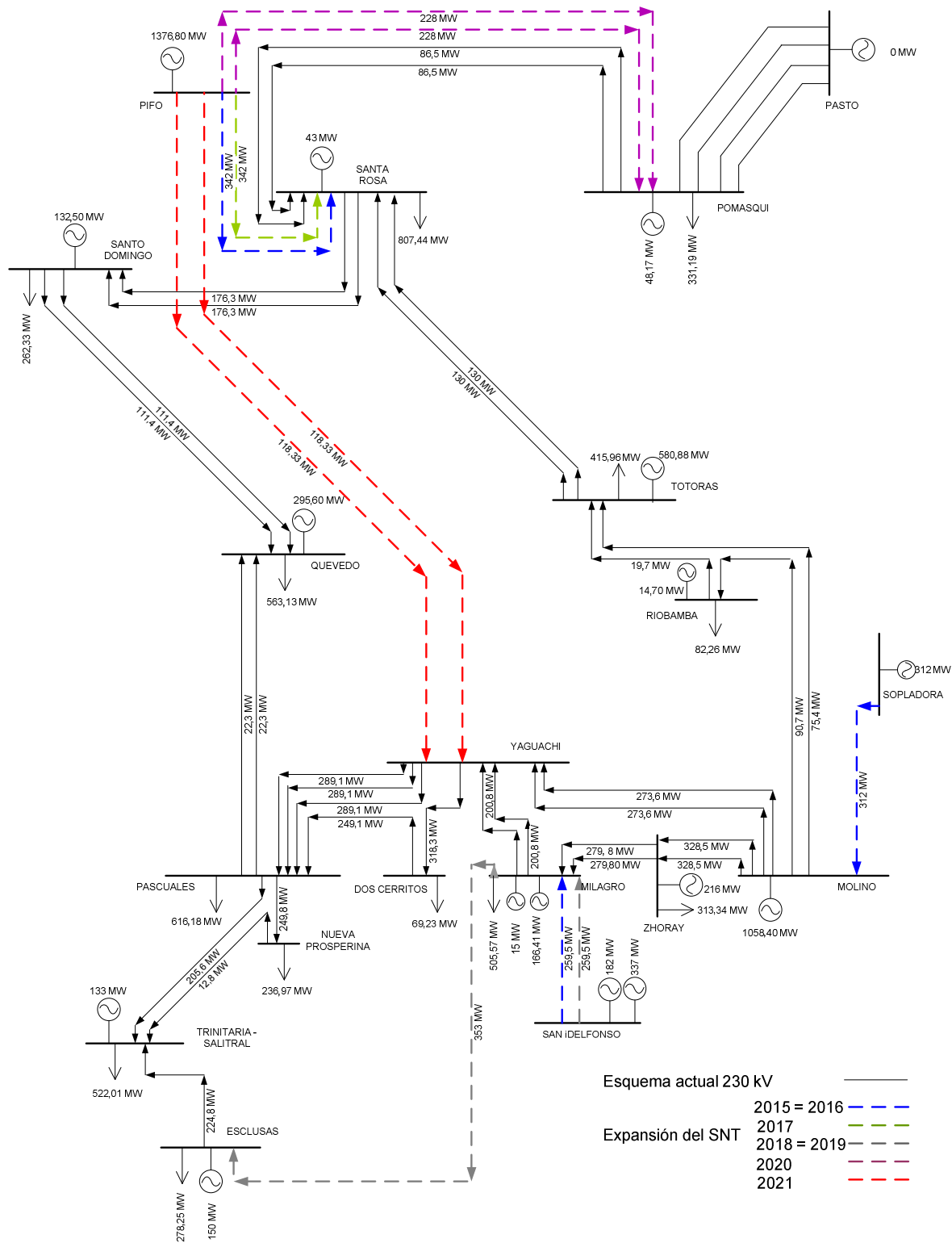


Figura 5.2 Expansión del SNT considerando un horizonte de planificación estático multianual, período de estudio 2015 – 2021

5.1.3 CASO III

Considerando un horizonte de planificación estático multianual con la característica fundamental por un lado de empezar la operación de CCS desde el año 2015 con una capacidad de 1500 [MW] y por otro que la exploración de la estructura de vecindad de cada una de las posibles soluciones evaluadas por el SRA se realiza aumentando un solo circuito por cada línea de transmisión seleccionada, se obtiene la siguiente expansión:

El resultado de cada uno de los años de estudio se presenta en el Anexo E.

✓ Año 2015 – 2016

La capacidad de transporte encontrada en este año, solicita adjuntar al sistema actual la generación producida por la central CCS a través de la L/T Santa Rosa – Pifo y de la central Sopladora por medio de la L/T Sopladora Molino. Esta expansión encontrada ser valedera hasta el año 2016.

✓ Año 2017 – 2018

Con el resultado de los elementos encontrados hasta el momento, se realiza la implementación en este año de un circuito en la L/T Milagro – San Idelfonso adjuntando la producción de energía necesaria al sistema por parte de las centrales que se encuentran adjuntas a la barra San Idelfonso, logrando satisfacer la demandada solicitada para el año 2017 y 2018.

✓ Año 2019

Las L/T a formar parte de la expansión en este año corresponde a extraer la potencia que aún puede entregar la central CCS al sistema por medio de la L/T Pomasqui – Pifo, además de incluir a la L/T Milagro – Esclusas.

✓ Año 2020

Se evacúa la potencia generada por las centrales térmicas que se encuentran en la barra de San Idelfonso incorporando un segundo circuito a la L/T Milagro – San Idelfonso.

✓ Año 2021

Se requiere la construcción de un doble circuito para la L/T Pifo Yaguachi.

Tabla 5.3 Costo de inversión en la expansión SNT

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015 = 2016							
Santa Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
2017 = 2018							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	22,297
2019							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,7835
2020							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	1	7,290
2021							
Pifo	Yaguachi	16	10	500		2	114,460
Inversión total							165,421

En la Figura 5.3 se observa el diagrama unifilar correspondiente a la expansión del sistema de transmisión de forma anual en todo el período de estudio.

Aplicando el SRA al año 2022 con los resultados obtenidos del período de estudio 2015 – 2021, la expansión pertinente a este año no solo trae consigo la implementación de nuevo equipamiento sino también una carga no servida de 87,16 MW en el sector de Santa Rosa (Referirse al Anexo E año 2022) por lo que en este caso de simulación el sistema de generación abastecerá la demanda solo hasta el año 2021, de ahí en adelante el sistema requiere nuevos proyectos de generación.

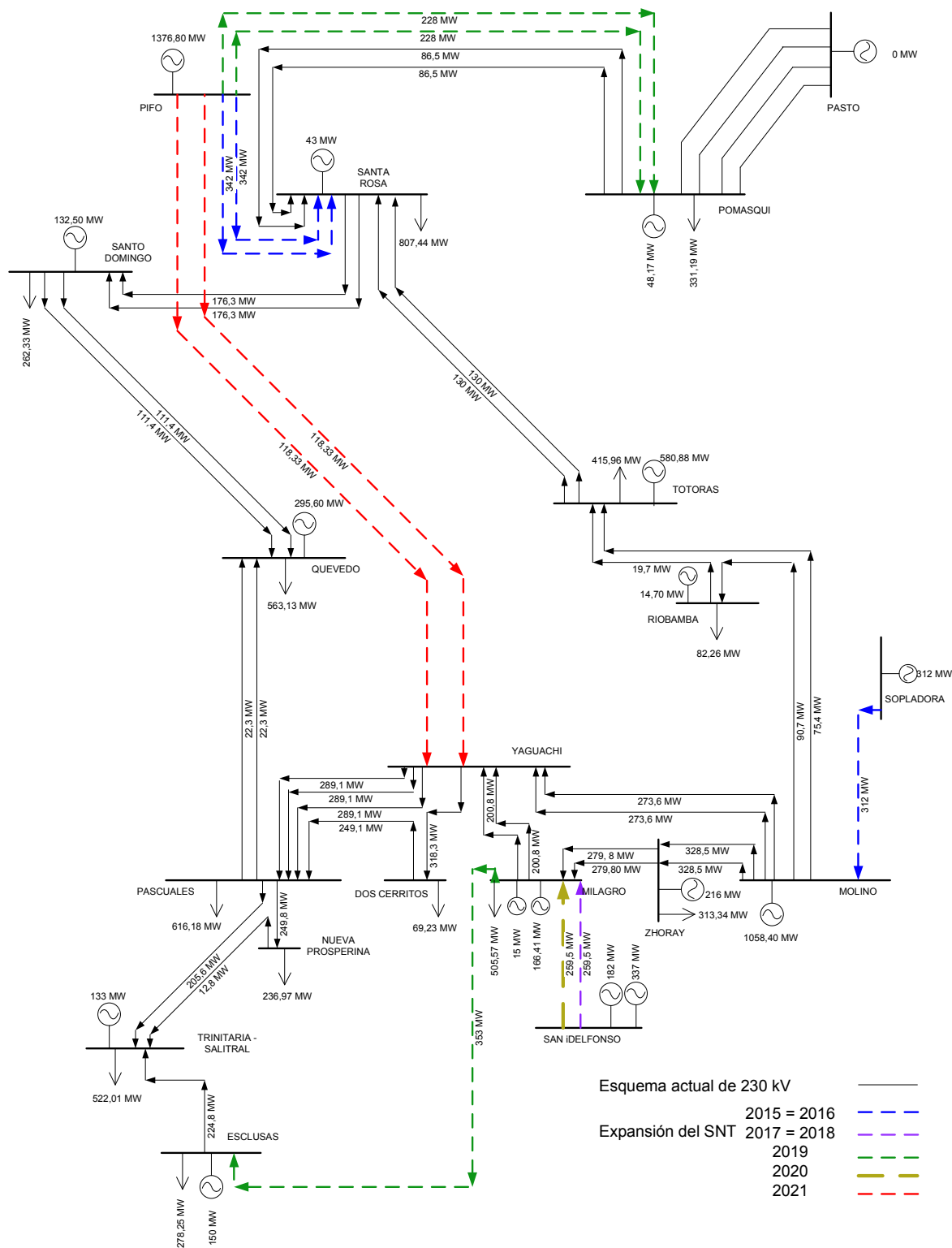


Figura 5.3 Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2021

Comparando los Casos II y III al final del período de estudio, se puede decir que su resultado de expansión es el mismo, la diferencia radica en el año de operación de las líneas de transmisión.

5.1.4 CASO IV

La exploración de cada uno de los posibles caminos de solución a ser evaluados toma en cuenta dos circuitos por cada línea de transmisión seleccionada por el SRA. En la expansión del sistema de transmisión obtenido en el Caso III (como se observa en la Figura 5.3), la producción de potencia desde las barras de generación hacia las barras de carga, se lo efectúa por medio de líneas de transmisión que en ciertos casos llevan consigo un solo circuito, lo cual desde el punto de vista técnico no es correcto ya que normalmente se lo hace con circuitos paralelos (doble circuito) para darle cierto grado de confiabilidad al sistema principalmente cuando se considera una barra de generación. Es por ello que el objetivo del Caso IV es presentar a futuro una mayor capacidad y confiabilidad en los elementos de red como se propone en la Figura 5.4 al obtener la expansión para todo el período de estudio.

✓ Año 2015 – 2016

Es necesario la implementación de la L/T Santa Rosa – Pifo, así como de la L/T Sopladora – Molino, para entregar la producción de potencia generada por estas grandes centrales al sistema, tanto para el año 2015 como para el año 2016.

✓ Año 2017 – 2018

Es necesaria la vinculación de los proyectos hidroeléctricos así como de térmicos encontrados en esta barra atendiendo la demanda prevista para el año 2017 y el año 2018 por medio de la L/T Milagro – San Idelfonso.

✓ Año 2019 - 2021

El proceso de expansión para estos años, requieren el ingreso paulatino de las L/T Milagro – Esclusas para el 2019, L/T Pomasqui – Pifo para el año 2020 y para el año 2021, la extracción de potencia de la central CCS por medio de la L/T Pifo – Yaguachi a 500 [kV].

La Tabla 5.4 proporciona los datos de los elementos de red necesarios en cada uno de los años así como la inversión total del equipamiento.

Tabla 5.4 Costo de inversión en la expansión del SNT

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015 = 2016							
Santa Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Sopladora	Molino	19	1	230	6	2	2,400
2017 = 2018							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
2019							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	2	12,700
2020							
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
2021							
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	2	114,459
Inversión total							169,749

Al igual que el Caso III, el parque de generación utilizado para estas pruebas solo puede abastecer la demanda hasta el año 2021.

Comparando los resultados obtenidos al final del período de estudio, el costo de inversión registrado al proceso de expansión para el Caso III es de 165,421 millones de dólares mientras que en el Caso IV el valor asciende a 169,749 millones de dólares.

Si bien es cierto el costo del Caso III es menor al del Caso IV, este último posee la ventaja de tener una mayor confiabilidad en bornes de generación principalmente en las barras de Sopladora y las Esclusas.

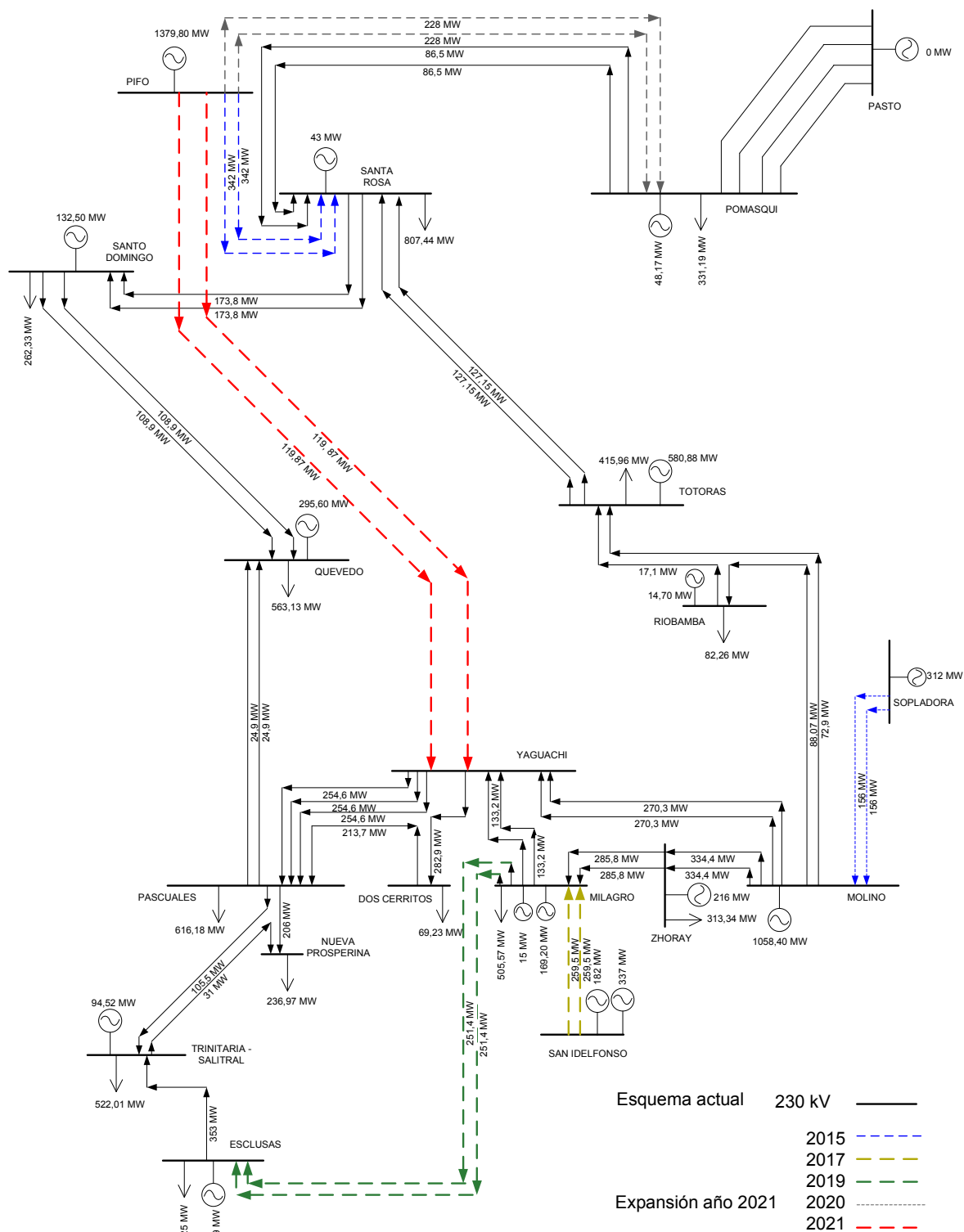


Figura 5.4 Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2021

5.1.5 CASO V

El Ecuador con visión de ser un país autoabastecido en energía eléctrica ha promovido la ejecución de grandes proyectos de generación, modificando a mediano y largo plazo la capacidad de su parque generador y por ende en matriz energética. Si la visión de Ecuador es la exportación de energía a Colombia, los ingresos obtenidos por la transferencia de potencia en el mercado de electricidad pueden ser suficientes para recuperar el capital invertido y obtener una rentabilidad adecuada por dicha venta de energía al mercado eléctrico colombiano.

Por lo cual en base a un horizonte de planificación estático multianual se aplica la técnica de optimización para ambos escenarios de estudio, determinando un modelo de expansión en la red de transmisión que sea técnica y económicamente viable para satisfacer los requerimientos propios de demanda de potencia en cada uno de los años de estudio y permita la exportación de 500 [MW], tomando en cuenta que la central hidroeléctrica Paute se encuentra en condiciones hidrológicas adversas, con lo cual el despacho de generación considera su potencia firme de 360 [MW].

Con el parque de generación considerado se podría solo exportar 500 [MW] a Colombia en el año 2015, pero en los subsiguientes años la exportación de energía se ve disminuida como se aprecia en la Figura 5.5.

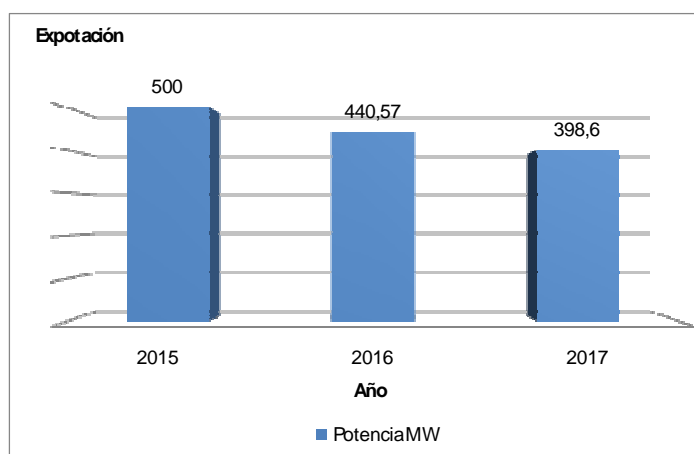


Figura 5.5 Transferencia de potencia a Colombia

Con los datos característicos de generación y líneas de transmisión impuestos a la técnica de optimización, el resultado de expansión encontrado es el óptimo para satisfacer la demanda prevista en el período de estudio 2015 – 2017 y realizar una exportación mínima de 398,6 [MW] en el año 2017, mientras que para el año 2018 ya existe energía no suministrada en la barra de Santa Rosa, puesto que la capacidad de generación ya no es la adecuada.

Si bien es cierto el resultado encontrado a la expansión es el adecuado, el mismo está propenso a la subutilización de ciertas líneas de transmisión como son: L/T Totoras – Sopladora y L/T Riobamba – Sopladora por lo que, en caso de segregar las líneas de transmisión mencionadas, la transferencia de potencia al sistema colombiano se vería reducida puesto que el flujo de potencia en las L/T Pifo – Pomasqui, y L/T Pifo – Santa Rosa, tenderían a operar más allá de su capacidad nominal para satisfacer la demanda total solicitada en el sistema, es por ello que es preferible disminuir la exportación evitando la carga no servida.

Con las componentes que caracterizan a esta tercera hipótesis de simulación, los resultados encontrados al sistema de expansión corresponden a los mostrados en la Tabla 5.5, donde se observa el ingreso anual a operación de cada una de las líneas de transmisión necesarias para la expansión con su respectivo costo y la inversión total expresada al final del período de estudio, mientras que la Figura 5.6, proporciona una topología en la red de tal manera que no exista energía no servida hasta el año 2017.

✓ Año 2015

Se requiere la operación de la L/T Milagro – San Idelfonso, L/T Santa Roda – Pifo, L/T Pomasqui – Pifo en un doble circuito, entre tanto la L/T Sopladora – Molino en un solo circuito.

✓ Año 2016 – 2017

Complementan al sistema obtenido en el año 2015 con, L/T Totoras – Sopladora, L/T Riobamba – Sopladora, L/T Pifo – Yaguachi con un doble circuito, mientras que la L/T Milagro – Esclusas lo hace que un solo circuito.

En el año 2017 no existe ninguna implementación en el sistema eléctrico, por lo tanto el esquema obtenido hasta el año 2016 también es el óptimo para el año 2017.

Tabla 5.5 Costo de inversión en la expansión SNT

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
Santa Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
Sopladora	Molino	19	1	230	6	1	1,200
2016							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	1	9,571
Totoras	Sopladora	15	19	230	206	2	26,243
Riobamba	Sopladora	17	19	230	163,3	2	20,795
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	2	114,459
						Inversión total	212,457

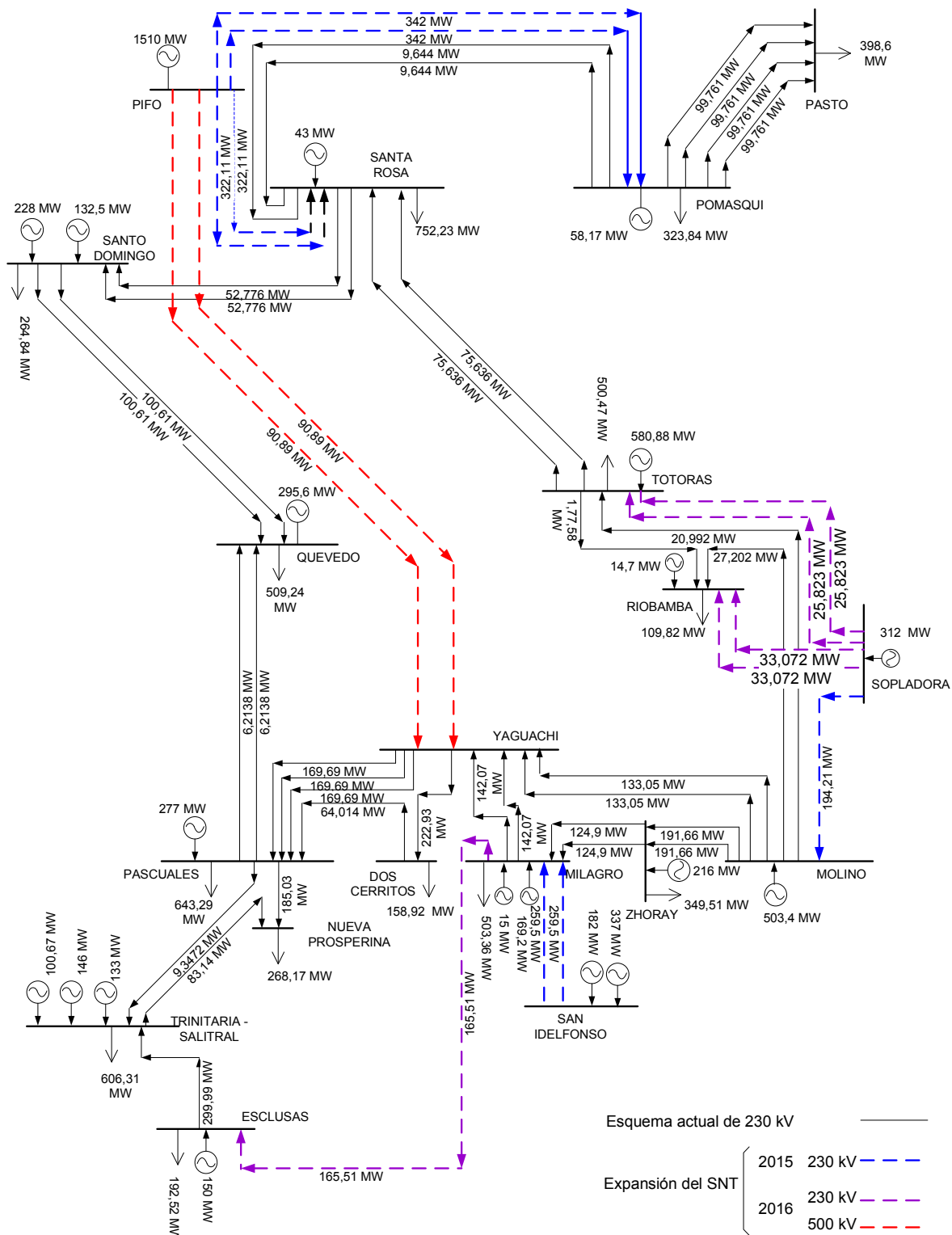


Figura 5.6 Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual considerando un circuito por cada L/T seleccionada por el SRA

5.1.6 CASO VI

El resultado encontrado por el SRA presenta una configuración topológica de iguales características al requerimiento en L/T determinadas en el Caso V, la diferencia en este nuevo caso consiste, en que la exploración de la estructura de vecindad para cada uno de los posibles caminos de solución se lo ha hecho con dos circuitos por cada L/T seleccionada por el algoritmo, proporcionando al resultado de expansión cierta confiabilidad en bornes de generación, fijando en un doble circuito a las L/T Sopladora – Molino y L/T Milagro – Esclusas.

De igual manera que el caso anterior, las líneas de transmisión que sirven de intermedio para anexar la inyección de potencia de la central hidroeléctrica Sopladora al sistema, presentan bajos niveles de cargabilidad de los flujos de potencia, pero necesarios para satisfacer la demanda propia interna más la exportación de 398,6 [MW] del Caso V hasta el año 2017, mientras que en el año 2018 existe una pérdida de carga en el sector de Santa Rosa por lo que no se considera como parte de la solución al proceso de expansión.

Los elementos de red así como la inversión necesaria para la expansión del sistema de transmisión se proporcionan en la Tabla 5.6 y de manera esquemática en la Figura 5.7.

Tabla 5.6 Costo de inversión en la expansión SNT

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
Santa Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	2	5,784
Sopladora	Molino	19	1	230	6	2	2,400
2016 = 2017							
Milagro	Esclusas	3	5	230	54	2	12,700
Totoras	Sopladora	15	19	230	206	2	26,243
Riobamba	Sopladora	17	19	230	163,3	2	20,795
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	2	114,459
Inversión total							216,786

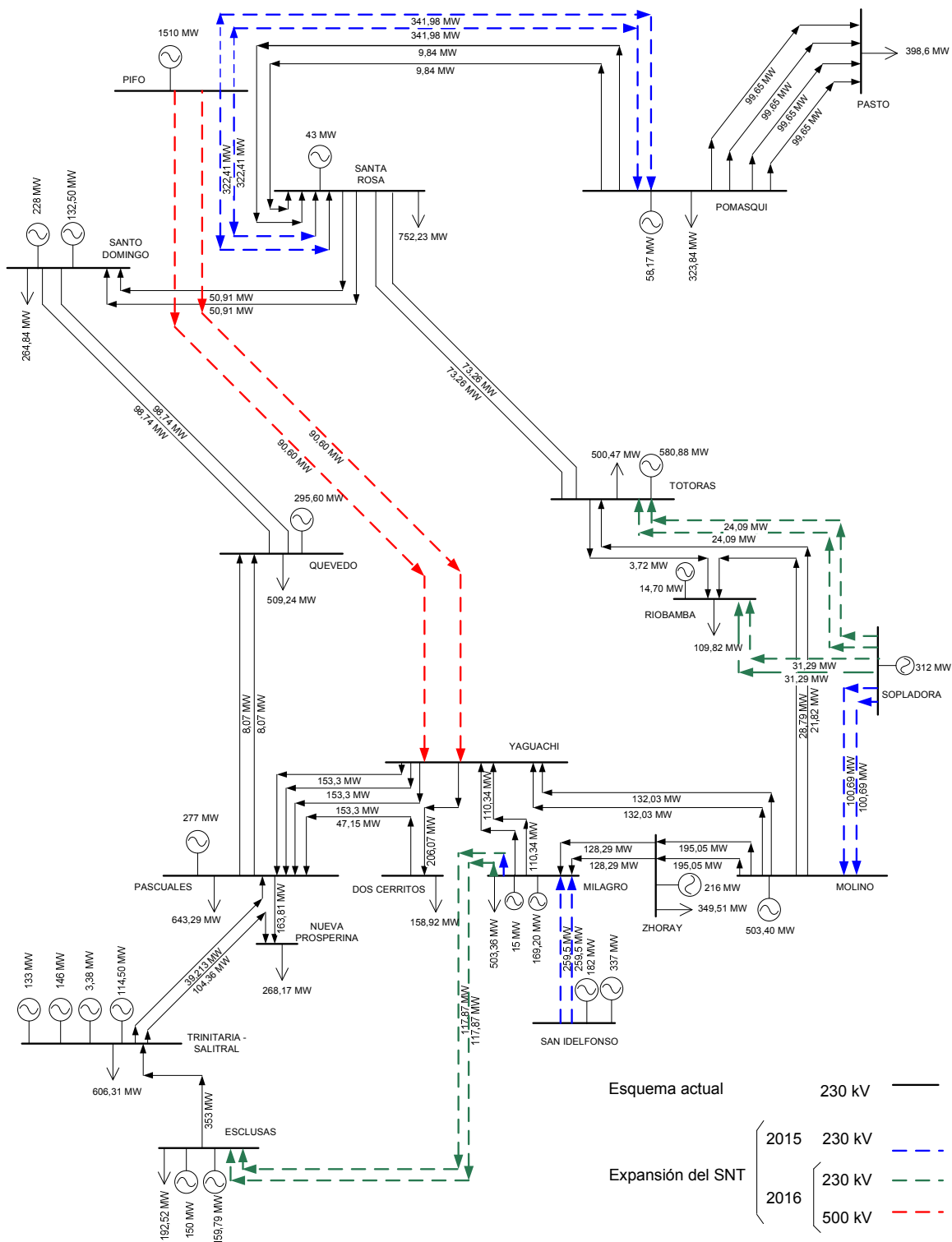


Figura 5.7 Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual considerando dos circuitos por cada L/T seleccionada por el SRA

Estos casos (Caso V, Caso VI) son considerados como casos extremos de prueba puesto que la demanda ha incrementado notablemente con el uso de cocinas eléctricas de inducción y sobre todo por la exportación. El costo de inversión en líneas de transmisión para el Caso V da un valor de 212,46 mientras que para el Caso VI 216,79 millones de dólares, a pesar de ser más costoso es el idóneo técnicamente para satisfacer las condiciones de demanda.

5.1.7 CASO VII

El Caso VII tiene como finalidad, encontrar una alternativa que sea aún más atractiva para el inversionista y promueva la transferencia de potencia al sistema de Colombia al menos durante el período de estudio establecido en los Casos V y VI.

En vista de que el problema es la falta de capacidad en el sistema de transporte para satisfacer la demanda prevista, se ha optado por aumentar la cantidad del número de circuito permitidos por cada línea de transmisión, así bajo un horizonte de planificación estático multianual, la exploración de las posibles soluciones por parte del algoritmo se lo realiza variando en dos circuitos la línea de transmisión seleccionada por el SRA, hasta un máximo de cuatro circuitos.

El ingreso paulatino anual a la expansión corresponde a las siguientes líneas de transmisión:

✓ Año 2015

Los elementos de red que pasan a formar parte de la expansión en este año corresponde a agregar cuatro circuitos en la L/T Pomasqui – Pífo y dos circuitos en la L/T Sopladora – Molino.

✓ Año 2016

Se adjunta al sistema la L/T Milagro – San Idelfonso anexando los proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos encontrados en la barra de San Idelfonso.

✓ Año 2017 – 2018

En el año 2017 se implementa en el sistema un doble circuito la L/T Santa Rosa – Pifo, mientras que en el año 2018 la L/T Pifo – Yaguachi, ambos con el objeto de extraer la cantidad de potencia necesaria que puede suministrar la central CCS.

✓ Año 2019

Con el parque de generación tomado en cuenta para el análisis de este caso, solo se puede abastecer la demanda hasta el año 2018, viendo la necesidad de que a partir del año 2019 entren en operación nuevas centrales o unidades de generación.

El resultado provisto por el SRA bajo estas nuevas condiciones, proporciona una topología distinta a los Casos V y VI, logrando abastecer la demanda propia del sistema y realizar una transferencia de 500 MW durante el período 2015 – 2017, además con la configuración de expansión encontrada se puede extender un año más la exportación pero no con la misma ambición, es así que para el año 2018 la máxima transferencia de potencia a darse es de 220 [MW], tal como lo muestra Figura 5.8.

La expansión del sistema así como el costo de inversión se puede apreciar en la Tabla 5.7.

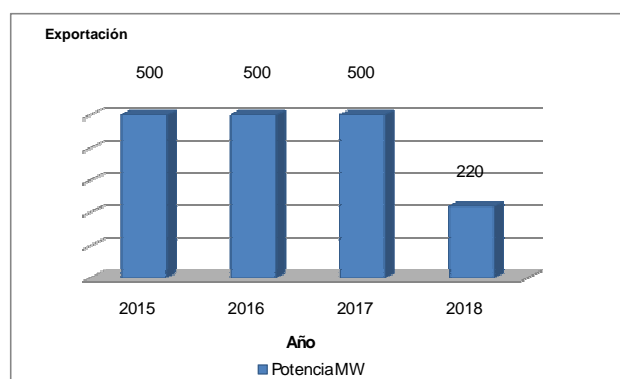


Figura 5.8 Transferencia de potencia a Colombia período 2015 – 2018

El diagrama unifilar solución a este caso, presenta características mucho mejores puesto que optimiza a la red de transporte sin llegar a la subutilización de las

líneas de transmisión, los flujos de potencia registrados para cada año se encuentran dentro de sus límites de la capacidad de operación (ver Figura 5.9).

Comparando el costo de inversión en líneas de transmisión, la expansión a realizarse en el Caso V tiene un costo de 212,457 millones de dólares, en el Caso VI 216,786 millones de dólares y en el Caso VII 162,832 millones de dólares, de todas ellas la mejor alternativa a presentarse es la solución del Caso VII la misma que no solo cumple con la optimización en las características técnicas, sino también representa la más económica.

Tabla 5.7 Costo de inversión en la expansión SNT

Líneas de transmisión				Nivel de voltaje [kV]	Longitud [Km]	Número de circuitos	Costo en millones de [US \$]
Nombre del nodo N_i	Nombre del nodo N_j	N_i	N_j				
2015							
Pomasqui	Pifo	14	16	230	36	4	11,567
Sopladora	Molino	19	1	230	6	2	2,400
2016							
Milagro	San Idelfonso	3	4	230	135	2	29,587
2017							
Santa Rosa	Pifo	13	16	230	30	2	4,820
2018							
Pifo	Yaguachi	16	10	500	300	2	114,459
						Inversión total	162,832

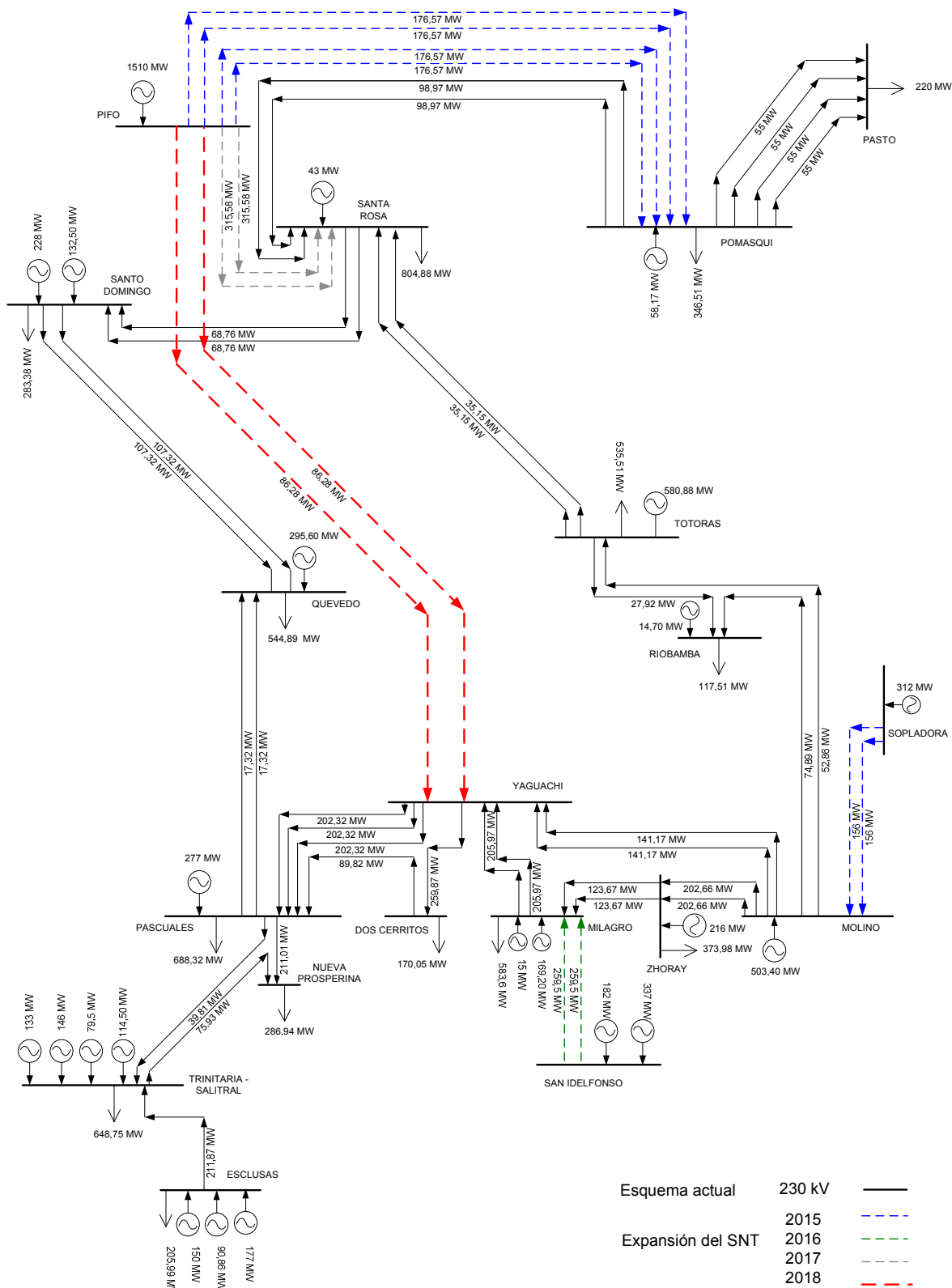


Figura 5.9 Expansión del SNT con un horizonte de planificación estático multianual período de estudio 2015 – 2018

5.2 COMPARACIÓN CON EL PLAN DE EXPANSIÓN PROPUESTO POR TRANSELECTRIC

De los resultados obtenidos en cada uno de los casos aplicando la técnica de optimización del algoritmo SRA, se puede decir que tanto los Casos I, II, III, y IV son específicos ya que poseen las mismas características en las variables de entrada (demanda, generación, líneas de transmisión a futuro) con las consideradas por TRANSELECTRIC para realizar la expansión del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano.

Cabe destacar que en ninguno de los casos de solución, el SRA no opta por la necesidad de implementar la línea de transmisión Quevedo – Totoras así como la línea de transmisión Yaguachi – Sopladora, esto debido a que el flujo óptimo de potencia no las requiere.

❖ Caso I, Caso II

En el Caso I, se evaluó la expansión del sistema de transmisión en base a un horizonte de planificación estático obteniendo como resultado al proceso una topología que difiere en las líneas de transmisión necesarias de un año respecto a otro.

En el Caso II, para evitar el problema de los elementos de red resultantes de un año respecto a otro, se procede a efectuar una actualización anual de las líneas de transmisión solución obtenidas en un año de estudio las cuales pasarán a formar parte de la configuración existente en el próximo año. Dando paso a un horizonte de planificación estático multianual el cual presenta mejores características al momento de determinar las líneas de transmisión necesarias para un período de estudio.

Por otro lado las soluciones a la expansión en ambos casos de análisis, corresponden a requerimientos mínimos de los elementos de red ante el crecimiento de la demanda.

❖ Caso III, Caso IV

La evaluación correspondiente a ambos casos bajo un horizonte de planificación estático multianual, da como resultado un modelo en el cual para el Caso III define los requerimientos mínimos pero necesario en líneas de transmisión para realizar la expansión. En cambio el Caso IV posee la ventaja de incorporar hasta dos circuitos por cada línea de transmisión lo cual hace de este un sistema mucho más confiable en caso de producirse alguna falla en las líneas de transmisión futuras.

❖ Caso V, VI, VII

Corresponde a una hipótesis particular en el cual se toma en cuenta una visión de Ecuador a futuro como país exportador de energía, donde el parque generador actual y planificado hasta el año 2015 está disponible para atender no solo la demanda de potencia interna del sistema sino necesidades de energía eléctrica de otro país.

Un compendio de los costos de inversión resultantes en el proceso de expansión al aplicar el algoritmo SRA a cada uno de los casos, así como de las distintas alternativas propuestas por la empresa de transmisión se presenta en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8 Soluciones encontradas a la expansión del SNT

Nombre	Período de solución	Costo de inversión en millones de [US\$]
Caso I	2021	151,689
Caso II	2015 - 2021	165,421
Caso III	2015 - 2021	165,421
Caso IV	2015 - 2021	169,750
Caso V	2015 - 2017	212,460
Caso VI	2015 - 2017	216,790
Caso VII	2015 - 2018	162,830
Alternativa I	2007 - 2016	168,777
Alternativa II	2008 - 2017	243,774

En esta tabla se puede apreciar que a partir del Caso I hasta el Caso IV se realiza la comparación con la Alternativa II propuesta por TRANSELECTRIC, donde de

todas las inversiones, la de menor valor es la que se efectúa con un horizonte de planificación estático correspondiente al Caso I con 151,689 millones de dólares, pero esta solución no es tan confiable ya que solo toma en cuenta un requerimiento mínimo en el número de circuitos de las líneas de transmisión a implementarse.

Por otro lado la solución expuesta en el Caso IV a pesar de tener una inversión más elevada de 169,75 millones de dólares es mucho más confiable desde el punto de vista técnico.

Por lo tanto la solución óptima al proceso de expansión es aquella localizada en el Caso IV con un costo de 169,75 millones de dólares por las justificaciones ya mencionadas representando un ahorro del 30,366% para el sistema (TRANSELECTRIC) respecto a la Alternativa II.

El diagrama unifilar óptimo para la expansión del SNT corresponde al que se encuentra en la Figura 5.10.

El Caso VII también representa una solución ideal para la expansión ya que el monto de inversión es de 162,83 millones de dólares, pero posee la característica de no tomar en cuenta la generación y demanda previstas con las que TRANSELECTRIC realizó el plan de expansión. Sin embargo es una solución que debe ser tomada en cuenta si la visión de Ecuador es ser un país exportador de energía eléctrica pero solo con la condición que el sistema de generación solo podrá abastecer la demanda hasta el año 2018, su diagrama unifilar corresponde al que se muestra en la Figura 5.11.

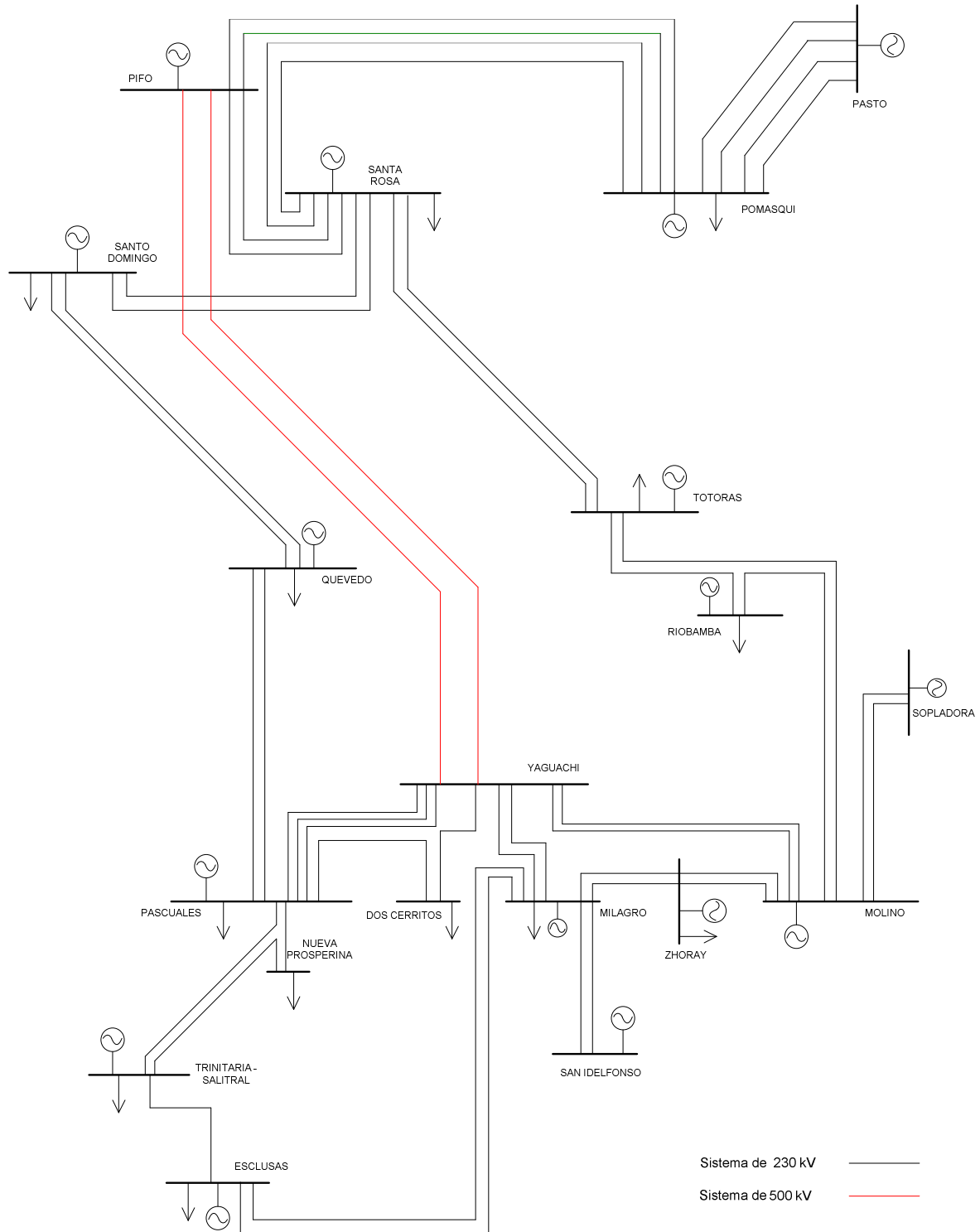


Figura 5.10 Solución óptima al proceso de expansión considerando un horizonte de planificación estático multianual para el período 2015 – 2021

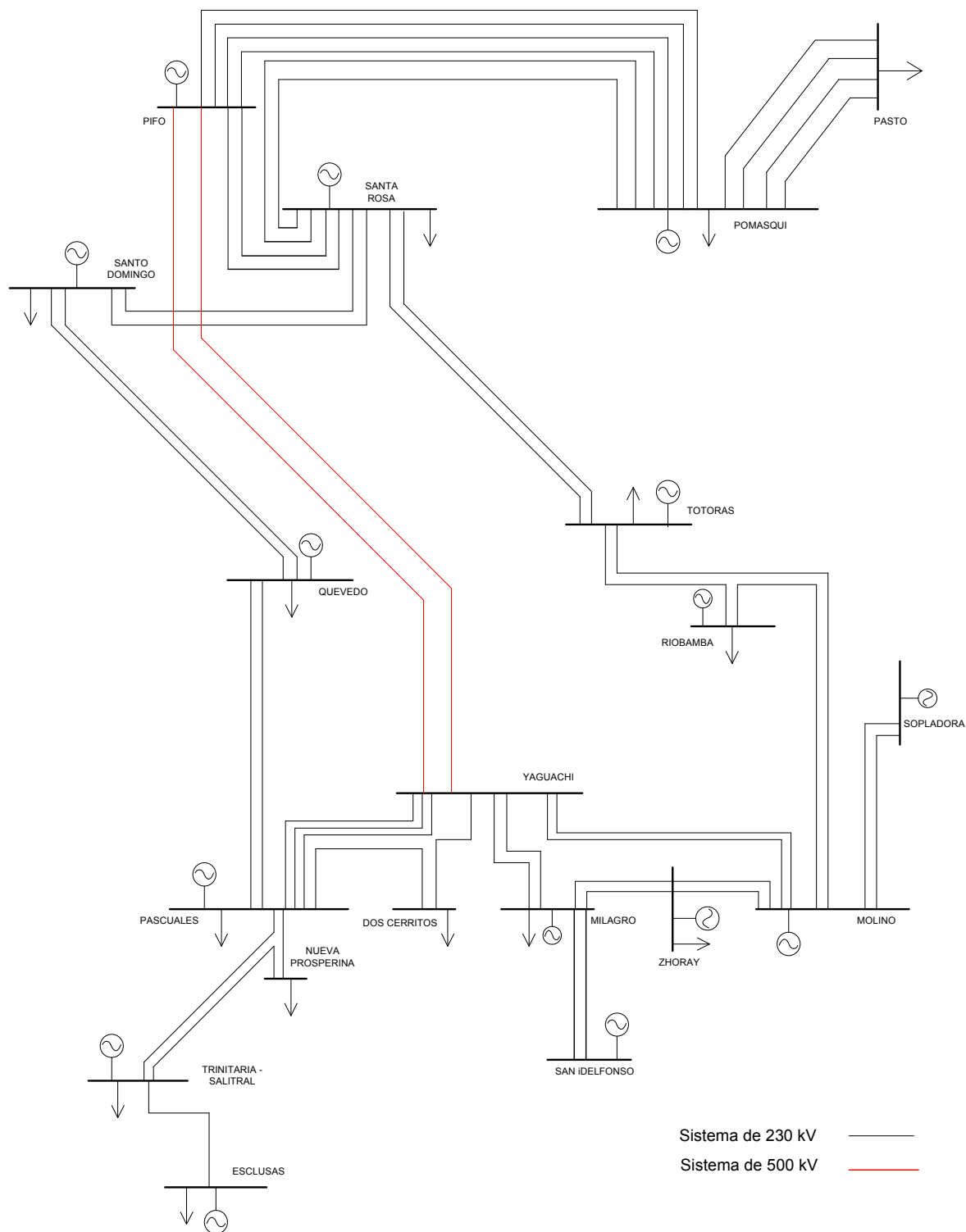


Figura 5.11 Solución óptima al proceso de expansión considerando un horizonte de planificación estático multianual y una exportación hasta de 500 MW para el período 2015 – 2018

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Concordantemente con la propuesta del proyecto de titulación realizado, se han cumplido con todos los objetivos planteados, en el sentido de estudiar y analizar un modelo de optimización basado en Inteligencia Artificial que busca resolver el problema de Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador. La optimización deberá decidir ¿Qué?, ¿Cuánto? y ¿Dónde? se deberá adicionar nuevos elementos en la red del Sistema Eléctrico de Potencia.
2. Dada la alta complejidad, altos costos involucrados y las diversas alternativas de expansión posibles, se realizó una nueva metodología basada en el Algoritmo Evolutivo de Rebotes Simulados, pues han demostrado los Algoritmos Evolutivos ser altamente eficientes en problemas estáticos y dinámicos, de multiobjetivos y de grandes dimensiones, en comparación con diversos algoritmos matemáticos y heurísticos.
3. El Flujo Óptimo de Potencia en Corriente Directa (DC-OPF) es una herramienta de suma importancia en la Planificación de la Expansión de Sistemas de Transmisión, debido a que éste realiza la programación de las unidades hidrotérmicas mientras optimiza una función de costos del sistema considerando en la optimización restricciones de seguridad, el cual se traduce en considerar límites en los elementos del sistema.
4. Los resultados obtenidos en esta investigación para la Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador muestran que no se requiere para el pronóstico de demanda de la Etapa I, la construcción de las líneas de transmisión de 500 kV como propone TRASELECTRIC en su plan de expansión (2008 – 2017). Al contrario la operación de estas líneas de transmisión se la considera (2016) cuando se realiza el pronóstico de la demanda de la Etapa II (Exportación a Colombia y la central Paute con su energía firme).

5. Los resultados obtenidos en la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión del Ecuador utilizando el Algoritmo de Rebotes Simulados obtiene planes de expansión más económicos que los propuestos por TRANSELECTRIC, esto debido a que plantean un problema de optimización. Actualmente la Empresa de Transmisión, no cuenta con una Metodología formal para la Expansión del Sistema, por lo que se plantea la posibilidad de que este desarrollo sea utilizado por TRANSELECTRIC para optimizar de una mejor manera la Expansión del Sistema de Transmisión.
6. Una consideración importante que debe ser tomada en cuenta con los proyectos del sistema de generación ecuatoriano propuestos por el CONELEC, consiste en que estos deben de ser construidos y puestos en operación a cabalidad en las fechas previstas y de ser posible adelantar ambas etapas del proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair ya que de no ocurrir lo mencionado el Ecuador se verá en la obligación de hacer operar generadores térmicos así como la compra de energía al Sistema Eléctrico de Colombia representando fuertes desembolsos económicos para el Estado Ecuatoriano.
7. El resultado del problema de Expansión del Sistema de Transmisión para el período de estudio 2015 – 2021 encontrado en el Caso IV, realiza la implementación de un doble circuito para la línea de transmisión Pifo – Yaguachi de 500 [kV], dándole al sistema cierta confiabilidad al unir para este período de análisis la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con un importante centro de carga como lo es Guayaquil. Esta línea de transmisión TRANSELECTRIC propone en su plan de expansión pero solo con un circuito, lo cual hace de este elemento de red vulnerable ante situaciones de emergencia como es la salida por contingencias, malas maniobras, entre otras.
8. El presente trabajo debe de ser considerado por TRANSELECTRIC como una herramienta fundamental en el proceso de planificación, con el objeto de que cada uno de los resultados obtenidos sean valorados considerando un problema de optimización y puestos a prueba en cada uno de los estudios

eléctricos que la Empresa de Transmisión realiza para determinar la mejor alternativa en el equipamiento de la expansión del sistema de transmisión.

9. La principal ventaja de esta Modelación es que TRANSELECTRIC podría, en el vector de decisión del problema de optimización, incorporar o retirar posibles líneas de transmisión futuras para analizar con el Algoritmo de Rebotes Simulados cuál es el mejor resultado técnico-económico para el Sistema Eléctrico considerando el problema de Expansión del Sistema de Transmisión.
10. Por todas estas razones, tanto los modelos y algoritmos desarrollados en esta Investigación como los resultados que con ellos se obtiene en la aplicación de sistemas de prueba – Garver y de sistemas reales – Ecuador, son sin duda un aporte significativo en el área de la Planificación de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica.
11. Una desventaja del algoritmo de rebotes simulados es el tiempo de cómputo en la exploración de nuevos espacios de solución del sistema de transmisión a analizar, ya que al aumentar el número de variables a implementarse el algoritmo heurístico toma mayor tiempo en encontrar la solución deseada. Cabe destacar que el tiempo obtenido en cada una de las simulaciones es relativamente bajo, comparando con otros algoritmos heurísticos como el Enjambre de Partículas.
12. Finalmente, es importante notar que se trata de una nueva metodología para la resolución de problemas de Planificación de la Expansión, razón por lo cual puede estar sujeta a numerosos cambios, para hacer en el futuro de ésta Modelación una herramienta confiable, flexible y robusta.

6.1 RECOMENDACIONES

1. Como trabajo futuro en la misma línea de investigación se plantea realizar la modelación y simulación de la Planificación Dinámica de la Expansión, simplemente se deberá considerar, en el Algoritmo de Rebotes Simulados, un

vector solución para cada año del horizonte de planificación considerado y resolver con la misma metodología de solución el problema de optimización.

2. Se podría complementar el modelo de expansión desarrollado con la incorporación de criterios de calidad del servicio y confiabilidad en el sistema. Esto se podría realizar considerando:
 - a. Flujo de Potencia en corriente alterna (AC), el cual analizará límites de voltajes en el sistema y,
 - b. Análisis de Contingencia, para analizar posibles desabastecimientos de la demanda ante posibles eventos.
3. Con la Metodología desarrollada en este proyecto de titulación se podría plantear, sin muchos cambios y modificaciones, un problema de Optimización para la Planificación de la Potencia Reactiva del Sistema Eléctrico, en donde la variable de decisión considerará la capacidad y la ubicación en el sistema de los equipos de compensación de potencia reactiva que se requiera para mantener niveles de voltaje aceptables en las barras del sistema.

Ésta optimización y la planteada en esta investigación conjuntamente constituirán excelentes herramientas en la Planificación de la Expansión del Sistema Eléctrico del Ecuador.
4. Incorporar en la Metodología desarrollada en este proyecto de titulación un Análisis de Riesgo, con el objetivo de agregar las incertidumbres relacionadas con el desarrollo del Plan de Expansión propuesto.
5. Todas estas propuestas de trabajos futuros permitirán comprobar, como se ha mostrado en varias publicaciones del Estado del Arte, que los resultados provenientes de metodologías con función objetivo clásicas (inversión o inversión más operación) no siempre son los mejores planes de expansión para distintos escenarios.
6. Éste proyecto de titulación, además de ser un desarrollo aplicable a otros problemas de la Planificación y Operación de Sistemas de Suministro de

Energía Eléctrica, obtiene resultados confiables para cada uno de los problemas evaluados en tiempos que se encuentran dentro de los rangos esperados y aceptables.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ARGÜELLO GABRIEL, “Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Marzo 1988.
- [2] PRABHA KUNDUR, “Power System Stability and Control”, editorial McGraw-Hill, Inc. 1996.
- [3] A. J. WOOD, B. F. WOLLENBERG, “Power Generation, Operation and Control”. JOHN WILEY & SONS. NEW YORK, 1996 (2ª ED).
- [4] E. ACHA, C. ESQUIVEL, H. PÉREZ, C. CAMACHO, “Modelling and Simulation in Power Networks”. JOHN WILEY & SONS, LTD, 2004.
- [5] R. ZIMMERMAN, C. MURILLO SÁNCHEZ. “MATPOWER”, A Matlab™ Power System Simulation Package. Version 3.2. September 21, 2007.
- [6] TURAN GÖNEN, “Electric Power Transmission System Engineering”
- [7] SALAZAR GABRIEL, “Tarificación Óptima de Servicios de Transmisión en Mercados Competitivos de Energía Eléctrica”, Tesis Doctoral, Universidad Nacional de San Juan, 2005.
- [8] HOESE A., “A new algorithm of combinatorial optimization applied to the evaluation of a stand-alone electric generation system”, Proceedings of the 24th Argentine Conference on Informatics and Operations Research, Argentina, pp. 47-54, 1995.
- [9] TRANSELECTRIC SA, “Flujos de Carga Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2008 – 2017”.
- [10] TRANSELECTRIC SA, “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2008 – 2017”
- [11] CARREÑO FRANCO, “Distribución de Costos Considerando Cargos por Uso en el Proceso de la Expansión de Sistemas de Transmisión Aplicando Teoría de Juegos”, Tesis de Maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, 2003.

- [12] GARVER LEN L., "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PAS – 89, No 7, September/ October 1970.
- [13] <http://www.iie.org.mx/control99/art1.pdf>.
- [14] Resolución SE 0002/ 2002 Boletín Oficial.
- [15] MONTICELLI ROMERO, "Test Systems and Mathematical Models for Transmission Network Expansion Planning" IEE Proc. Generation, Transmission and Distribution Vol. 1499, No 1, January 2002.
- [16] TRANSELECTRIC SA, "Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Período 2007 – 2016".

ANEXOS

ANEXO A**COSTO VARIABLE DE PRODUCCIÓN PERÍODO: 1 AL 30
DE ABRIL DEL 2008**

No.	EMPRESA	UNIDAD	TOTAL [US\$/MWh]	POTENCIA EFECTIVA [MW]
1	TERMOESMERALDAS	ESMERALDAS	29,6055	132,5
2	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 3	39,1747	4,3
3	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 1	39,7817	4,3
4	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 2	39,7933	5,2
5	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 5	39,8377	5,2
6	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 4	41,2586	4,3
7	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 1	41,4070	5,2
8	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 6	41,5686	5,2
9	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 3	41,6230	5,2
10	ELECAUSTRO	EL DESCANSO 2	41,6471	4,3
11	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 4	41,6774	5,2
12	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 1	41,8390	20,0
13	MACHALA POWER	MACHALA POWER A (*)	41,9649	66,7
14	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 2	41,9702	40,0
15	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 3	42,1639	40,0
16	TERMOGUAYAS GENERATION	TERMOGUAYAS 4	42,3453	50,0
17	TERMOPICHINCHA	LA PROPICIA 2	42,4638	3,8
18	MACHALA POWER	MACHALA POWER B (*)	43,0240	67,0
19	QUITO	G.HERNANDEZ 6	46,6081	5,2
20	QUITO	G.HERNANDEZ 1	46,6294	5,2
21	QUITO	G.HERNANDEZ 3	46,6719	5,2
22	QUITO	G.HERNANDEZ 5	46,7145	5,2
23	QUITO	G.HERNANDEZ 4	46,9725	5,2
24	QUITO	G.HERNANDEZ 2	47,2564	5,2
25	LAFARGE CEMENTOS	LAFARGE CEMENTOS	47,6184	13,0
26	TERMOPICHINCHA	GUANGOPOLO 7	48,9021	1,4
27	GENEROCA	ROCAFUERTE 3	50,3743	4,7
28	GENEROCA	ROCAFUERTE 4	50,9783	4,5
29	ELECTROGUAYAS	TRINITARIA	51,6252	133,0
30	GENEROCA	ROCAFUERTE 1	51,8098	4,2
31	GENEROCA	ROCAFUERTE 2	51,8098	4,2
32	GENEROCA	ROCAFUERTE 5	51,8098	4,2
33	GENEROCA	ROCAFUERTE 6	51,8098	4,2
34	GENEROCA	ROCAFUERTE 7	51,8098	4,2
35	GENEROCA	ROCAFUERTE 8	51,8098	4,2
36	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV3	55,2173	73,0
37	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2	57,7118	73,0
38	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS	60,9695	33,0
39	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 9	64,4543	3,0
40	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 4	64,7387	2,9
41	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 10	65,3701	2,0
42	MILAGRO	MILAGRO 5	65,5508	2,0
43	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 11	65,8634	5,0
44	TERMOPICHINCHA	LA PROPICIA 1	66,3591	3,8
45	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 3	66,4613	2,9
46	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 1	66,5897	46,5
47	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 2	66,6836	2,9
48	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 12	66,7958	5,0
49	EMELRIOS	CENTRO INDUSTRIAL 1	66,9075	2,9
50	QUITO	LULUNCOTO 12	67,3938	2,8
51	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 1	67,5656	2,0
52	PENINSULA STA. ELENA	POSORJA 5	68,4218	1,8
53	MILAGRO	MILAGRO 6	68,4722	2,0
54	QUITO	LULUNCOTO 13	69,6890	2,7
55	QUITO	LULUNCOTO 11	70,5904	2,7

56	AMBATO	BATAN 3	71,9110	1,0
57	ELECAUSTRO	MONAY 3	72,1955	1,1
58	ELECAUSTRO	MONAY 2	74,7890	1,1
59	ELECTROGUAYAS	ENRIQUE GARCIA	74,9079	96,0
60	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 22	75,2490	2,0
61	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 16	75,4117	2,0
62	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 18	75,4215	2,0
63	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 2	75,5063	46,0
64	ULYSSEAS INC.	POWER BARGE I	75,9916	24,0
65	BOLIVAR	BOLIVAR 1	76,4064	1,1
66	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 10	76,4351	2,0
67	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 13	76,4351	2,0
68	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 14	76,4351	2,0
69	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 15	76,4351	2,0
70	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 7	77,1234	2,0
71	ELECAUSTRO	MONAY 1	77,4720	1,0
72	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 3	77,5143	3,8
73	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 3	77,5163	45,0
74	INTERVISATRADE	VICTORIA II (nafta)	77,7788	102,0
75	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 4	77,9407	45,0
76	REGIONAL EL ORO	ORO CAMBIO 4	77,9843	3,6
77	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 8	78,0099	2,0
78	REGIONAL SUR	CATAMAYO 7	78,2001	2,5
79	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 5	79,2936	2,0
80	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL 1	79,9420	45,0
81	CATEG - GENERACIÓN	ALVARO TINAJERO 2	80,0572	35,0
82	PENINSULA STA. ELENA	LA LIBERTAD 11	80,8142	2,0
83	REGIONAL EL ORO	ORO MACHALA 4	81,4521	2,0
84	RIOBAMBA	RIOBAMBA	81,5921	2,0
85	REGIONAL SUR	CATAMAYO 2	82,2856	1,0
86	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 1	82,4551	20,5
87	INTERVISATRADE	VICTORIA II (diesel)	83,2672	102,0
88	PENINSULA STA. ELENA	PLAYAS 4	83,5728	0,7
89	REGIONAL SUR	CATAMAYO 6	84,6052	2,5
90	REGIONAL SUR	CATAMAYO 10	85,2239	2,2
91	REGIONAL SUR	CATAMAYO 9	85,6002	2,2
92	REGIONAL SUR	CATAMAYO 8	85,8801	2,2
93	AMBATO	LLIGUA 1	85,9774	1,8
94	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 3	86,3598	20,5
95	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 2	86,6845	20,5
96	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 5	87,5341	18,0
97	REGIONAL NORTE	SAN FRANCISCO	89,5417	1,8
98	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TG4	89,9000	20,0
99	CATEG - GENERACIÓN	ANIBAL SANTOS 6	90,1925	18,0
100	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 3	93,8495	16,8
101	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 2	94,2698	16,2
102	TERMOPICHINCHA	SANTA ROSA 1	94,3327	16,8
103	REGIONAL SUR	CATAMAYO 5	94,8672	1,2
104	REGIONAL MANABI	MIRAFLORES 3	95,7327	2,0
105	REGIONAL SUR	CATAMAYO 4	97,9927	1,2
106	AMBATO	LLIGUA 2	100,4055	1,6
107	ELECAUSTRO	MONAY 5	103,9315	1,1
108	ELECAUSTRO	MONAY 4	104,3825	1,1
109	ELECAUSTRO	MONAY 6	108,5608	1,1

ANEXO B

PARQUE GENERADOR ACTUAL Y FUTURO PERÍODO

2008 – 2017

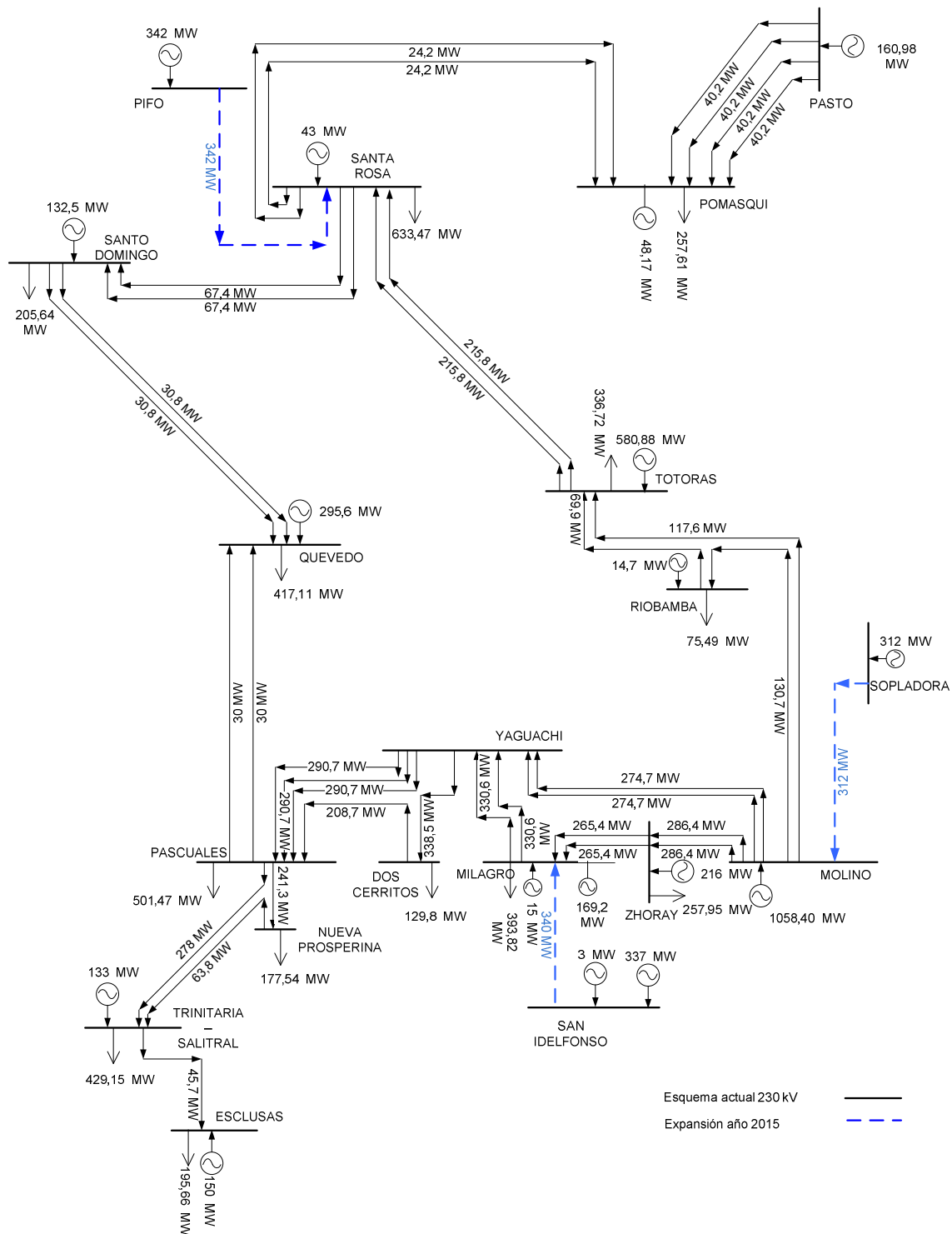
MOLINO			
	Tipo	Costo [\$/MWh]	P. efectiva [MW]
PAUTE AB	Hidroeléctrico	2,00	500
PAUTE C	Hidroeléctrico	2,00	430,00
Abanico	Hidroeléctrico	2,00	37,50
Abanico II	Hidroeléctrico	2,00	22,50
Villonaco	Eólico	2,00	15,00
Sabanilla	Hidroeléctrico	2,00	30,00
Chorrillos	Térmico	36,00	4,00
Descanso I y III	Térmico	39,48	8,60
Descanso	Térmico	41,45	8,60
Saucay	Hidroeléctrico	2,00	24,00
Monay I, II, III	Térmico	74,80	3,20
Monay IV, V, VI	Térmico	100,56	3,30
Saymirín	Hidroeléctrico	2,00	14,40
	P. efectiva total [MW]		1101,1
ZHORAY			
G. Ocaña	Hidroeléctrico	2,00	26,00
G U1 - U2 Mazar	Hidroeléctrico	2,00	190,00
	P. efectiva total [MW]		216,0
MILAGRO			
Milagro/el Oro Machala	Térmico	71,83	8,00
G. Sibimbe	Hidroeléctrico	2,00	15,00
Machala A	Térmico	41,90	66,70
Machala B	Térmico	43,02	67,00
Oro Cambio 3	Térmico	77,50	3,80
Oro Cambio 4	Térmico	78,90	3,60
Oro Machala	Térmico	79,29	2,00
Oro Machala	Térmico	81,45	2,00
San Jose del Tambo	Térmico	42,46	8,00
Ecoelectric	Térmico	42,46	27,50
	P. efectiva total [MW]		203,6
SAN IDELFONSO			
Machala II	Térmico	42,46	87,00
Machala III	Térmico	42,46	95,00
Minas Jubones	Hidroeléctrico	2,00	337,00
	P. efectiva total [MW]		519,0
PASCUALES			
LA LIBERTAD 9	Térmico	64,45	3,00
LA LIBERTAD 10	Térmico	65,37	2,00
LA LIBERTAD 1	Térmico	67,57	2,00
POSORJA 5	Térmico	68,42	1,80
LA LIBERTAD 11	Térmico	80,81	2,00
PLAYAS 4	Térmico	83,57	0,70
ENRIQUE GARCIA	Térmico	74,91	96,00
ELECTROQUIL 2	Térmico	75,51	46,00
ELECTROQUIL 3	Térmico	77,52	45,00
ELECTROQUIL 4	Térmico	77,94	45,00
ELECTROQUIL 1	Térmico	79,94	45,00
	P. efectiva total [MW]		288,5

ESCLUSAS			
		Costo \$/MWh	P. efectiva (MW)
VICTORIA II (nafta)	Térmico	77,78	102,00
VICTORIA II (diesel)	Térmico	83,27	102,00
ULISEAS (Power barge)	Térmico	75,99	75,00
TERMOGUAYAS 1	Térmico	41,84	20,00
TERMOGUAYAS 2	Térmico	41,97	40,00
TERMOGUAYAS 3	Térmico	42,16	40,00
TERMOGUAYAS 4	Térmico	42,35	50,00
	P. efectiva total [MW]		429,0
TRINITARIA - SALITRAL			
TRINITARIA	Térmico	51,63	133,00
G. ZEVALLOS TV3	Térmico	55,22	73,00
G. ZEVALLOS TV2	Térmico	57,71	73,00
G. ZEVALLOS TG4	Térmico	89,90	20,00
ANIBAL SANTOS	Térmico	60,97	33,00
ALVARO TINAJERO 1	Térmico	66,59	46,50
ALVARO TINAJERO 2	Térmico	80,06	35,00
ANIBAL SANTOS 1	Térmico	82,46	20,50
ANIBAL SANTOS 3	Térmico	86,36	20,50
ANIBAL SANTOS 2	Térmico	86,68	20,50
ANIBAL SANTOS 5	Térmico	87,53	18,00
ANIBAL SANTOS 6	Térmico	90,19	18,00
ROCAFUERTE 1	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 2	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 5	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 6	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 7	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 8	Térmico	51,81	4,20
ROCAFUERTE 3	Térmico	50,37	4,70
ROCAFUERTE 4	Térmico	50,98	4,50
	P. efectiva total [MW]		545,4
QUEVEDO			
MIRAFLORES	Térmico	95,73	30,00
Calope	Hidroeléctrico	2,00	16,60
Hidronación	Hidroeléctrico	2,00	195,00
Angamarca	Hidroeléctrico	2,00	75,00
Esperanza	Hidroeléctrico	2,00	6,00
Posa Honda	Hidroeléctrico	2,00	3,00
	P. efectiva total [MW]		325,6
SANTO DOMINGO			
Esmeraldas	Térmico	29,61	132,5
Toachi Pilaton	Térmico	20,00	228,0
	P. efectiva total [MW]		360,5
SANTA ROSA			
Luluncoto	Térmico	70,59	5,4
Hernandez	Térmico	47,26	32,4
Guangopolo	Hidroeléctrico	2,00	20,2
Recuperadora	Hidroeléctrico	2,00	14,5
El carmen	Hidroeléctrico	2,00	8,3
Santa Rosa	Térmico	94,15	51,3
LA PROPICIA 1	Térmico	66,36	3,8
LA PROPICIA 2	Térmico	42,46	3,8
	P. efectiva total [MW]		139,7

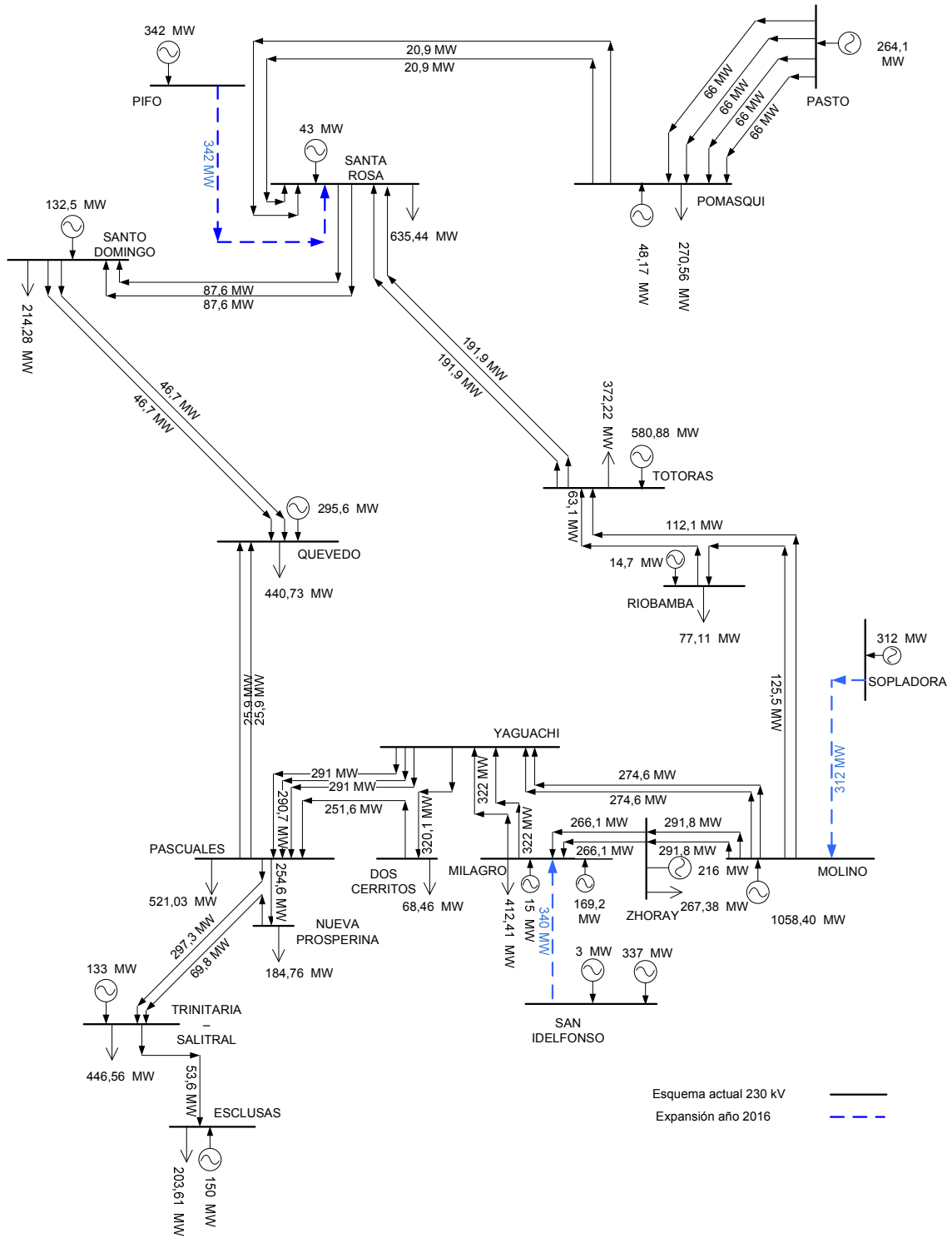
TOTORAS			
		Costo \$/MWh	P. efectiva (MW)
Illuchi (Mulaló)	Hidroeléctrico	2,00	9
Sigchos (Mulaló)	Hidroeléctrico	2,00	18
Pitaló (Mulaló)	Hidroeléctrico	2,00	11
GUANGOPOLO 2	Térmico	39,79	5
GUANGOPOLO 5	Térmico	39,84	5
GUANGOPOLO 1	Térmico	41,41	5
GUANGOPOLO 6	Térmico	41,57	5
GUANGOPOLO 3	Térmico	41,62	5
GUANGOPOLO 4	Térmico	41,68	5
GUANGOPOLO 7	Térmico	48,90	1
C.H. Cumbayá U1	Hidroeléctrico	2,00	10
C.H. Cumbayá U2	Hidroeléctrico	2,00	10
C.H. Cumbayá U3	Hidroeléctrico	2,00	10
C.H. Cumbayá U4	Hidroeléctrico	2,00	10
C.H. Nayón U1	Hidroeléctrico	2,00	15
C.H. Nayón U2	Hidroeléctrico	2,00	15
C. H. Los Chilos U1	Hidroeléctrico	2,00	0,89
C. H. Los Chilos U2	Hidroeléctrico	2,00	0,89
C.T Lligua U1	Térmico	85,98	1,80
C.T Lligua U2	Térmico	100,41	1,80
C.H Peninsula U1	Hidroeléctrico	2,00	0,50
C.H Peninsula U2	Hidroeléctrico	2,00	0,50
C.H Peninsula U3	Hidroeléctrico	2,00	0,50
C.H Peninsula U4	Hidroeléctrico	300,00	1,50
Batan	Térmico	71,91	1
Pucarà	Hidroeléctrico	2,00	73
San Francisco	Hidroeléctrico	2,00	212
Agoyán	Hidroeléctrico	2,00	156
C.H. Pasochoa U1	Hidroeléctrico	2,00	2,25
C.H. Pasochoa U2	Hidroeléctrico	2,00	2,25
TOPO	Hidroeléctrico	2,00	22,80
P. efectiva total [MW]			618,1
RIOBAMBA			
RIOBAMBA Termico	Térmico	81,59	2,0
BOLIVAR 1	Térmico	76,40	1,1
RIOBAMBA Hidraulico	Hidroeléctrico	2,00	14,74
P. efectiva total [MW]			17,8
POMASQUI			
Emelnorte	Hidroeléctrico	2,00	12,17
Apagui	Hidroeléctrico	2,00	36,0
Salinas	Eólico	2,00	10,0
San Francisco	Térmico	89,54	1,80
P. efectiva total [MW]			60,0
PIFO			
		Costo \$/MWh	P. efectiva (MW)
Victoria Quijos	Hidroeléctrico	2,00	10,00
Coca Codo Sinclair	Hidroeléctrico	2,00	1500,00
P. efectiva total [MW]			1510,0
COLOMBIA			
Interconexión	P. efectiva total (MW)		500,00
SOPLADORA			
Sopladora	Hidroeléctrico	2,00	312,00
P. efectiva total [MW]			312,00

ANEXO C

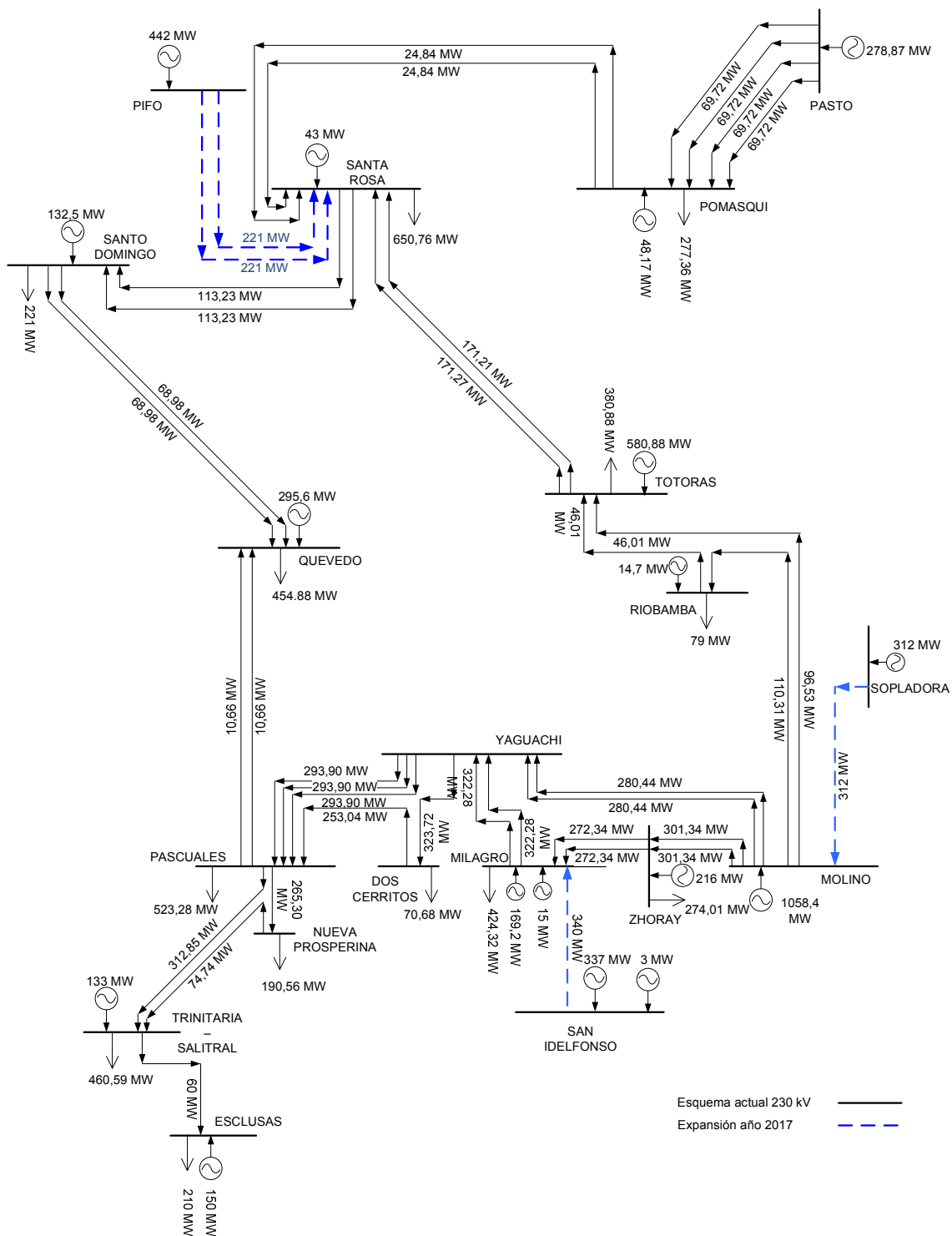
CASO I



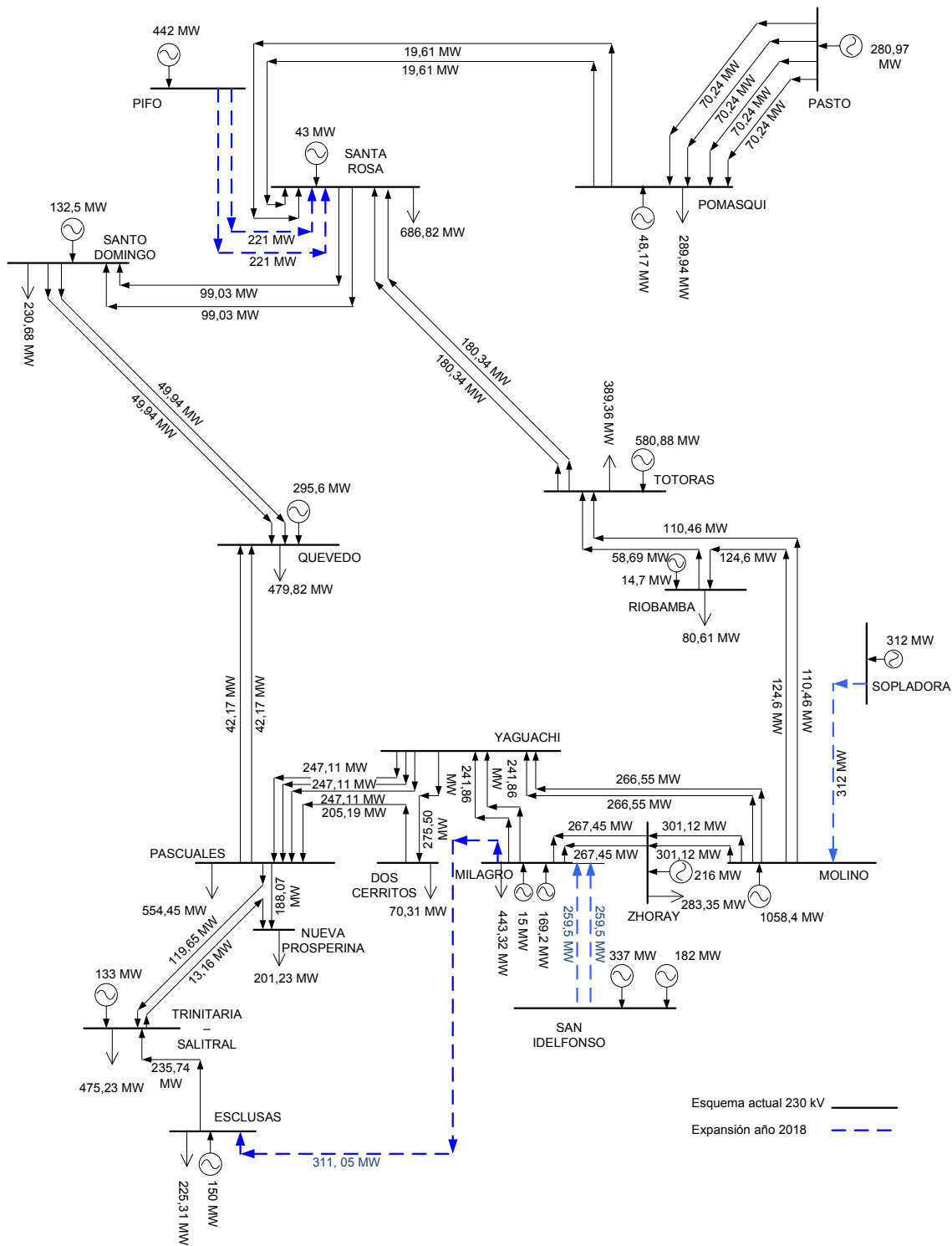
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



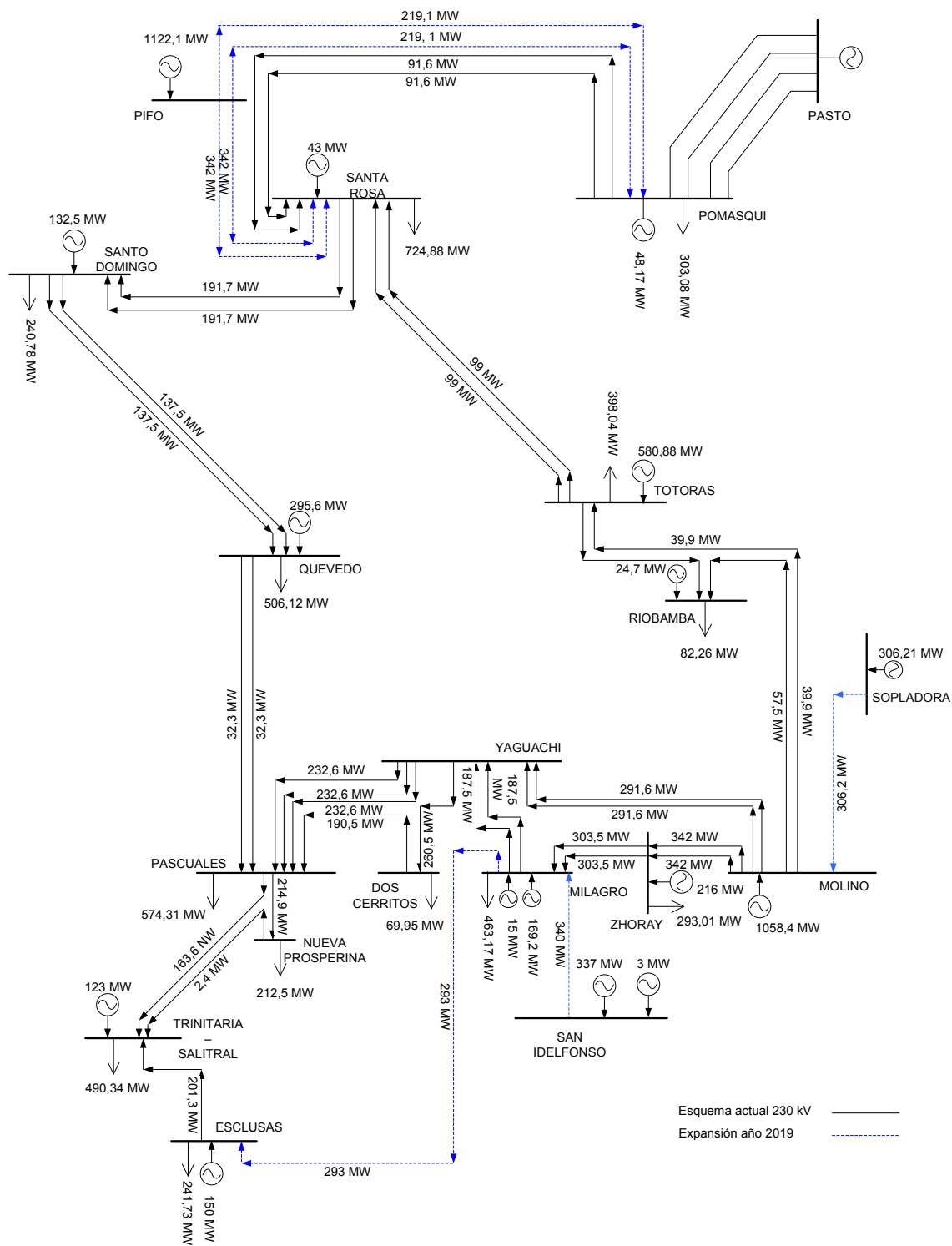
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



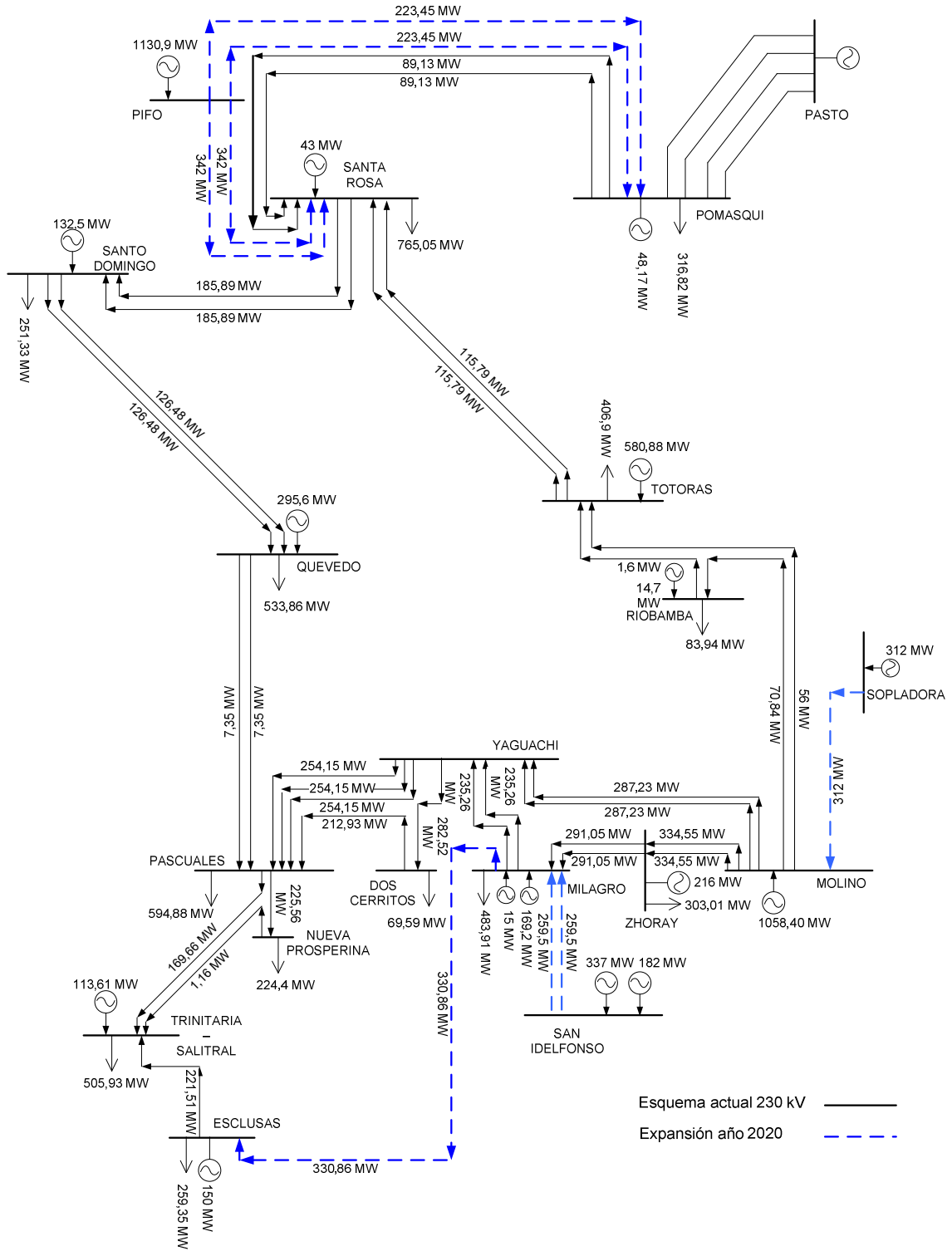
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017



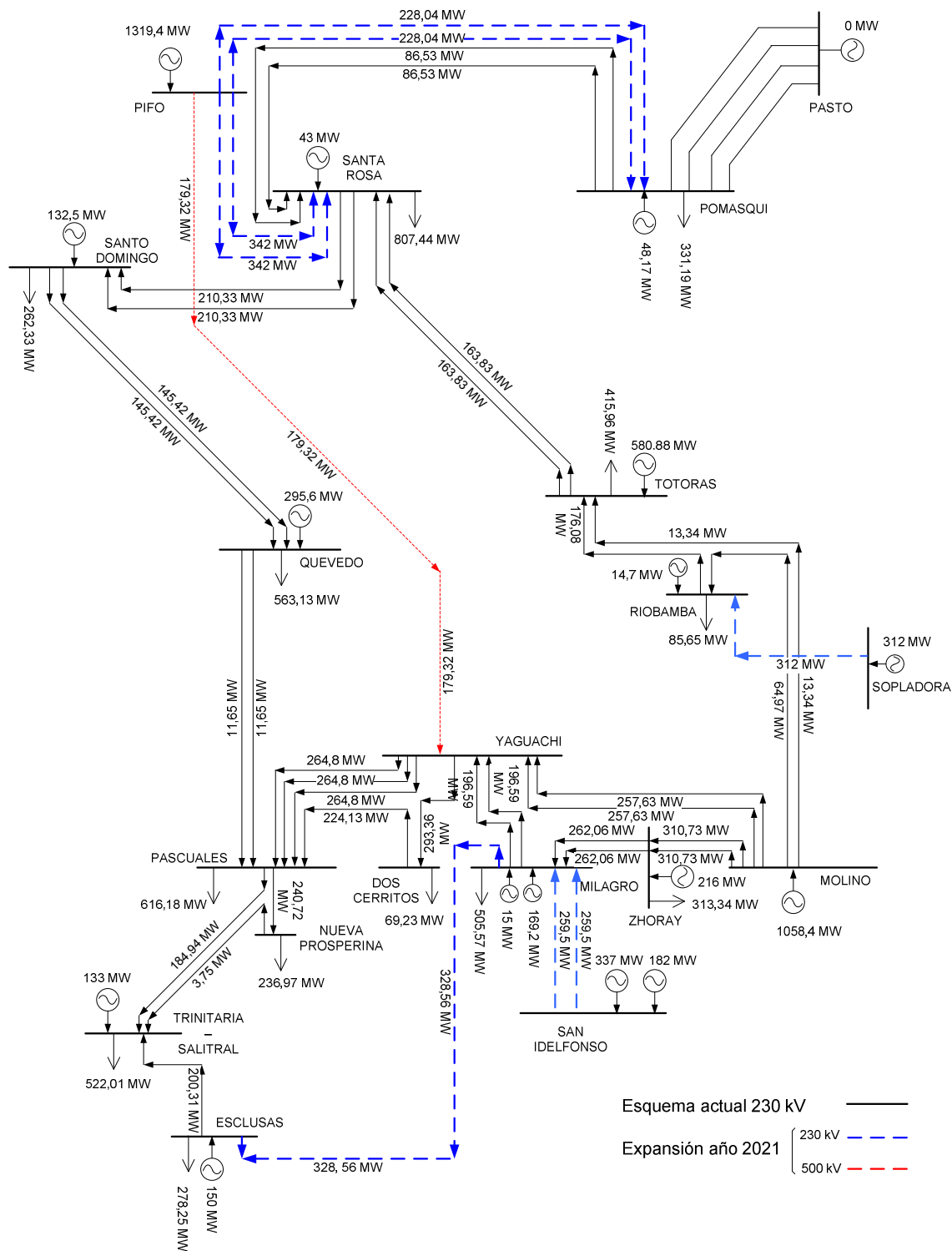
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2018



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2019

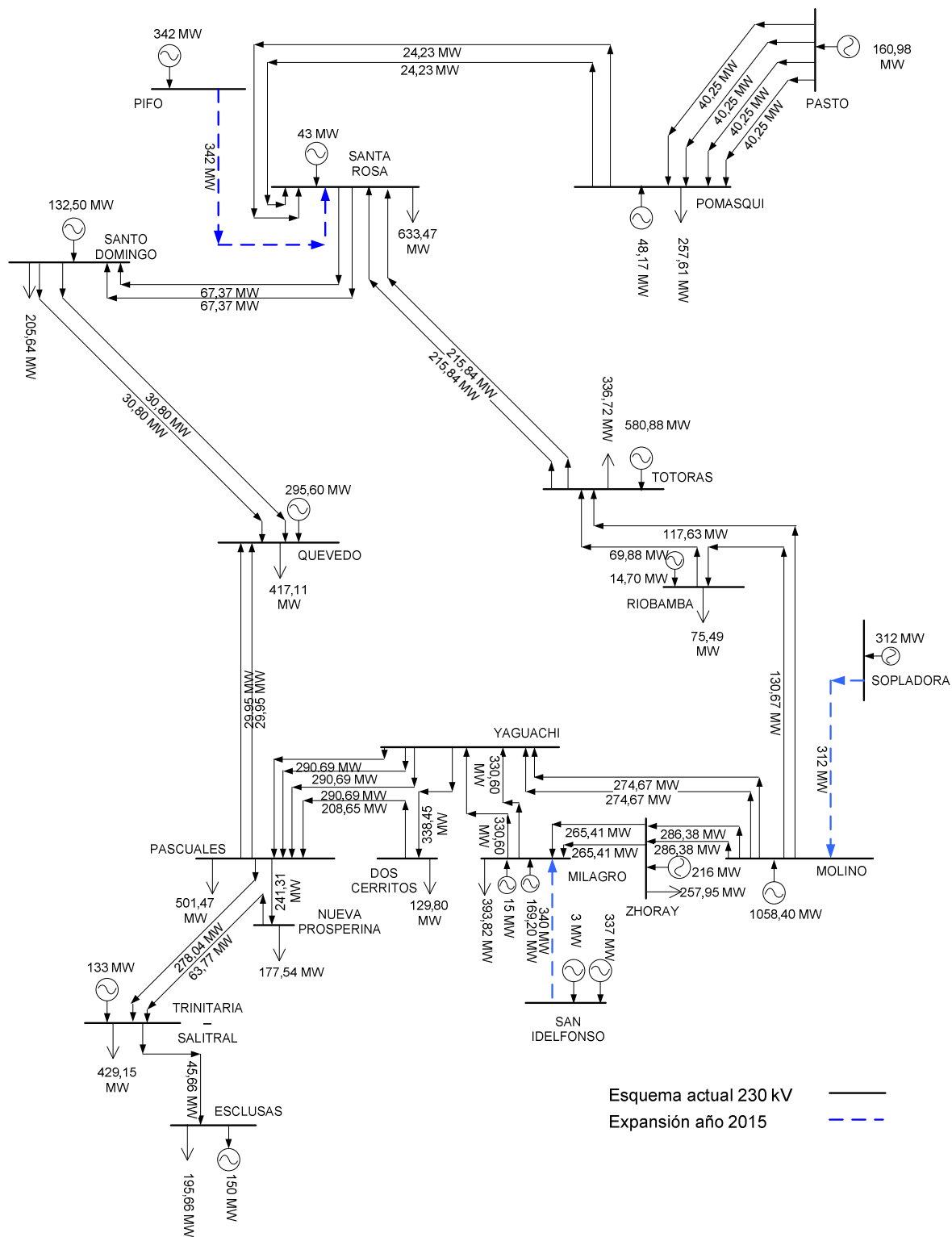


EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2020

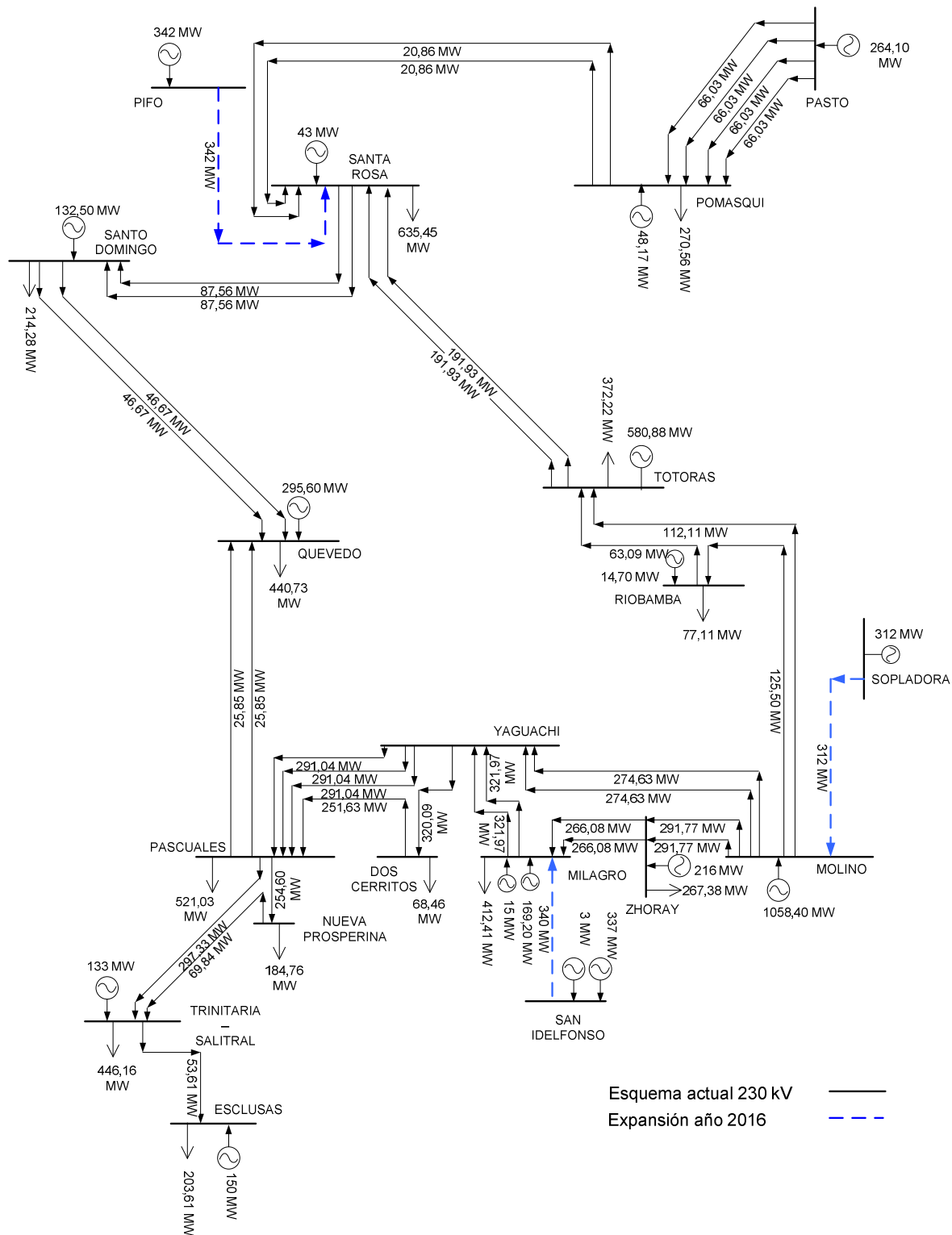


EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2021

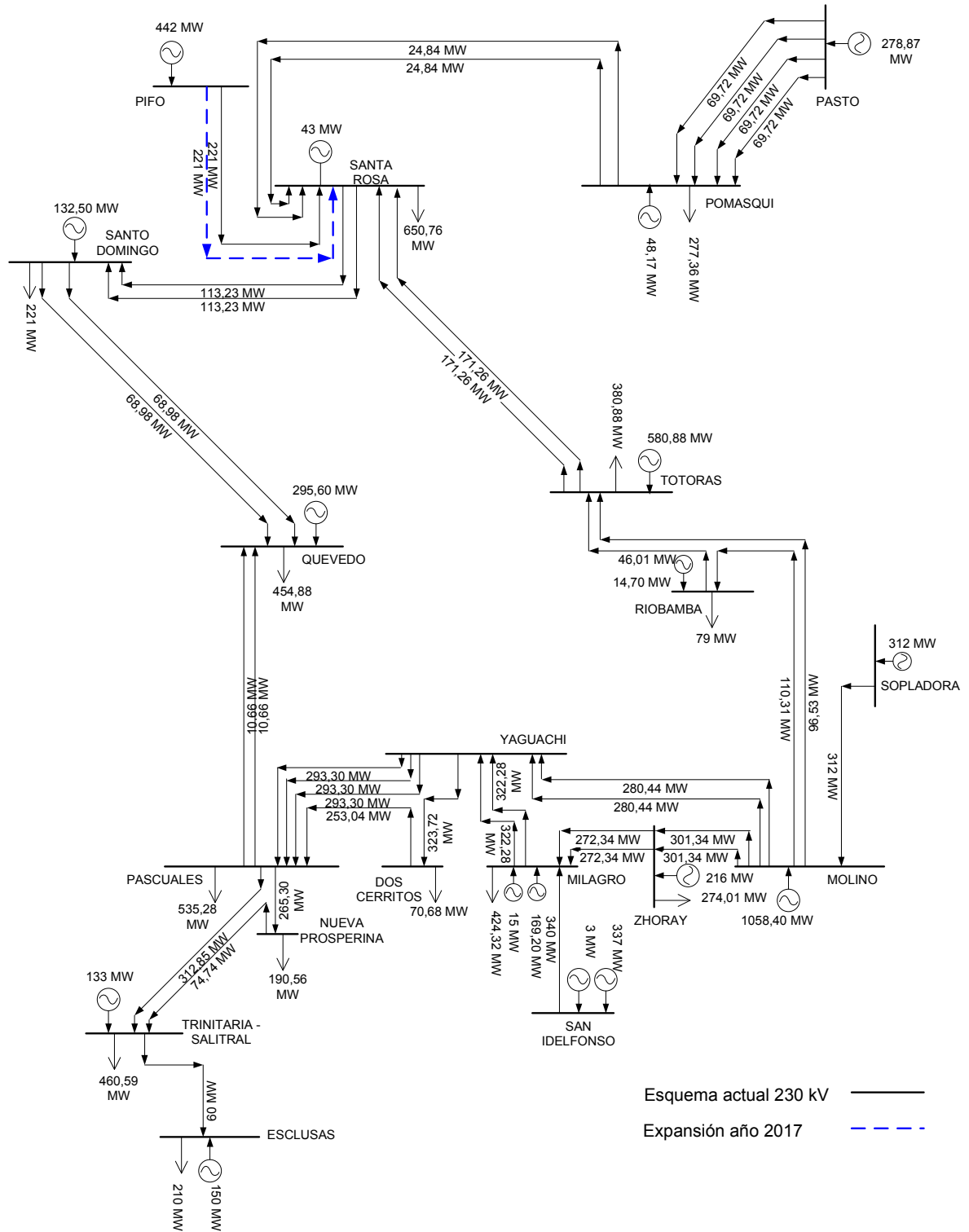
ANEXO D**CASO II**



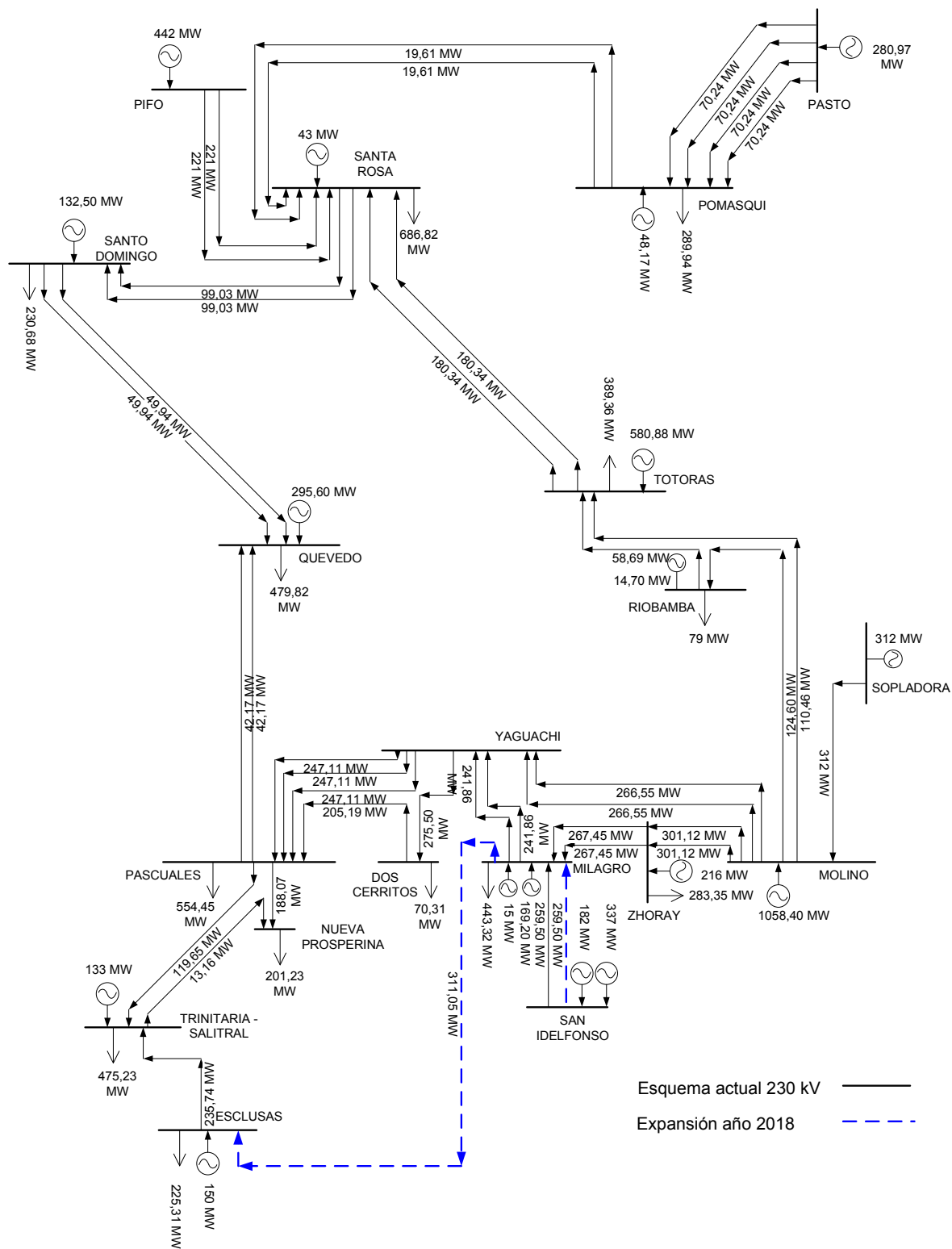
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



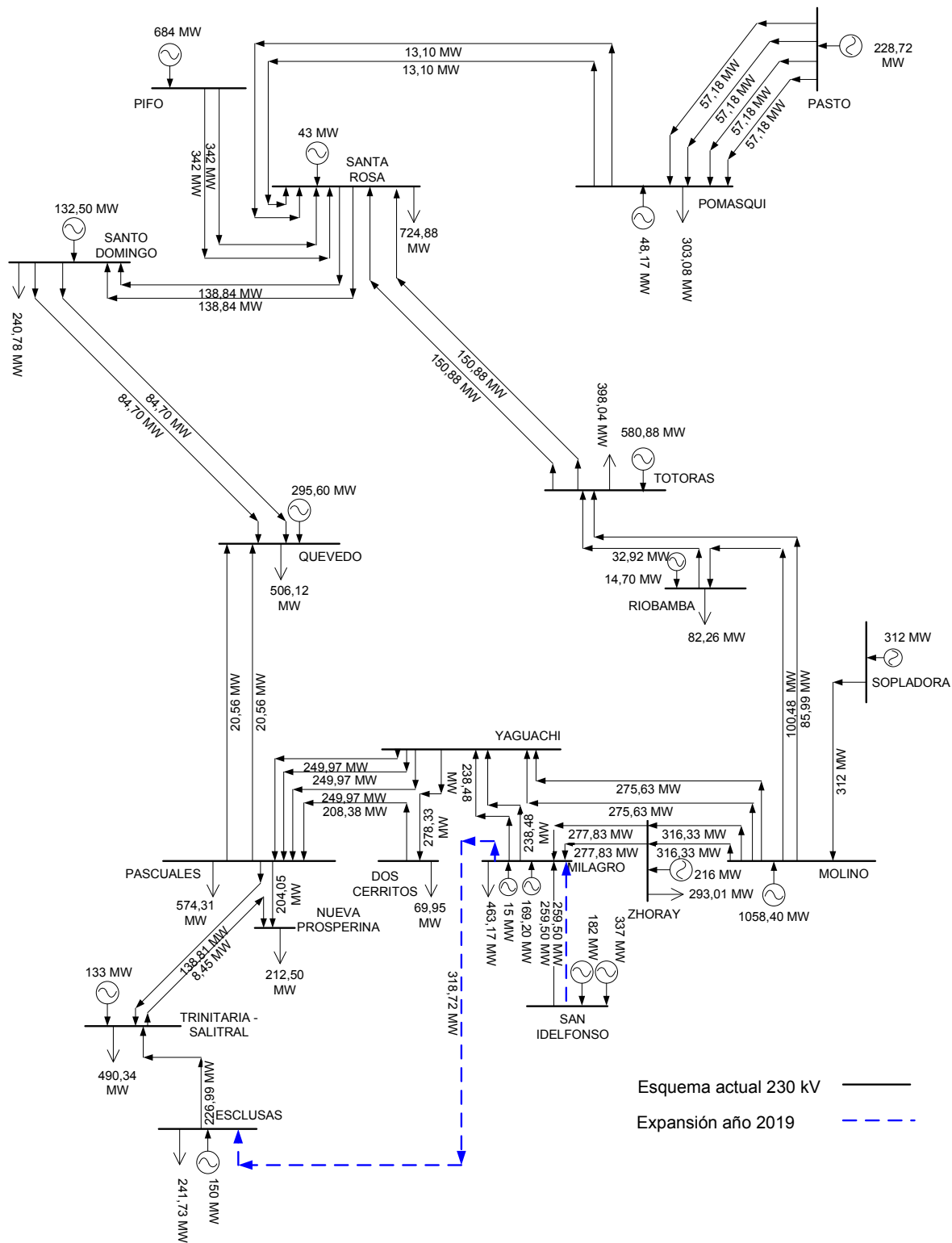
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



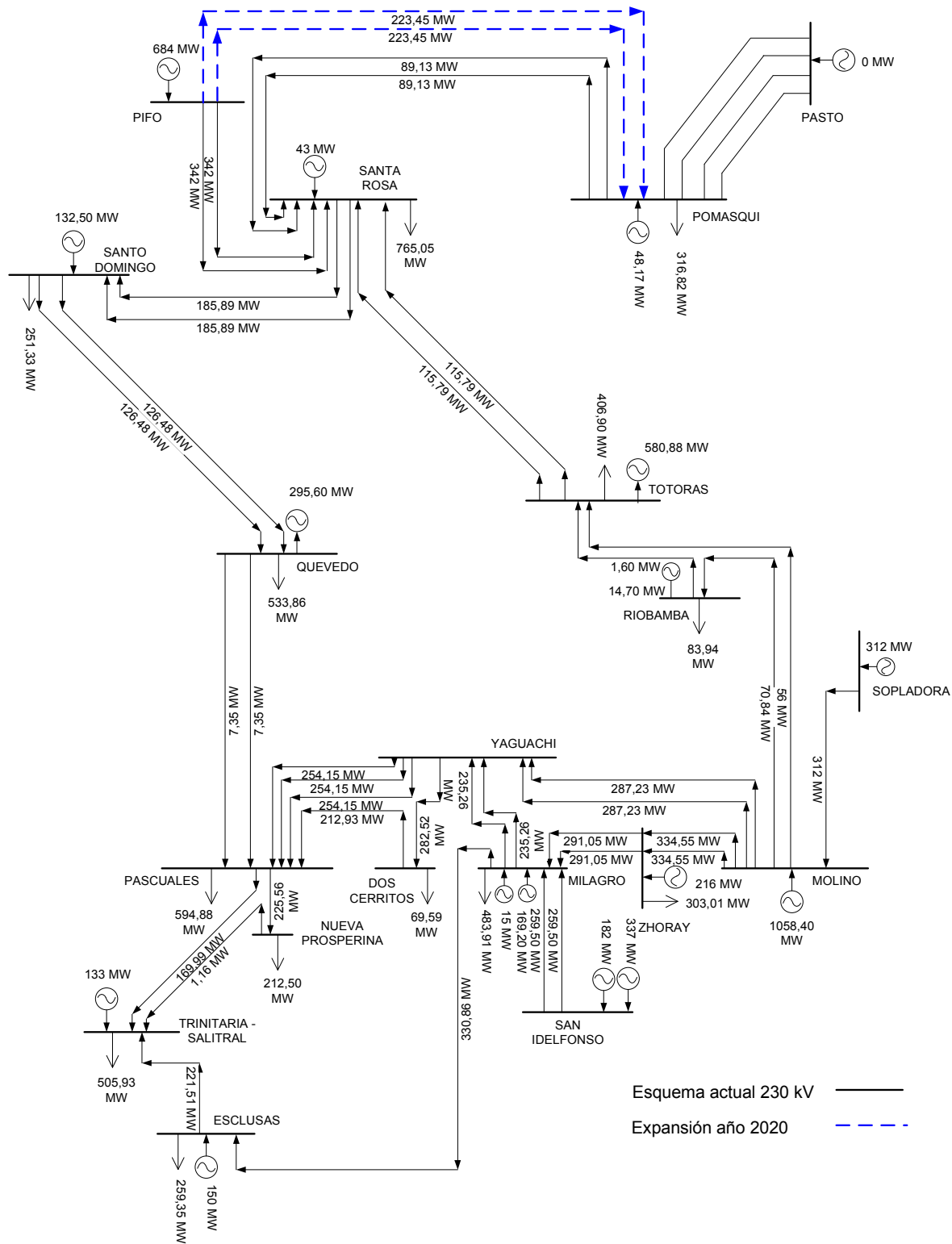
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017



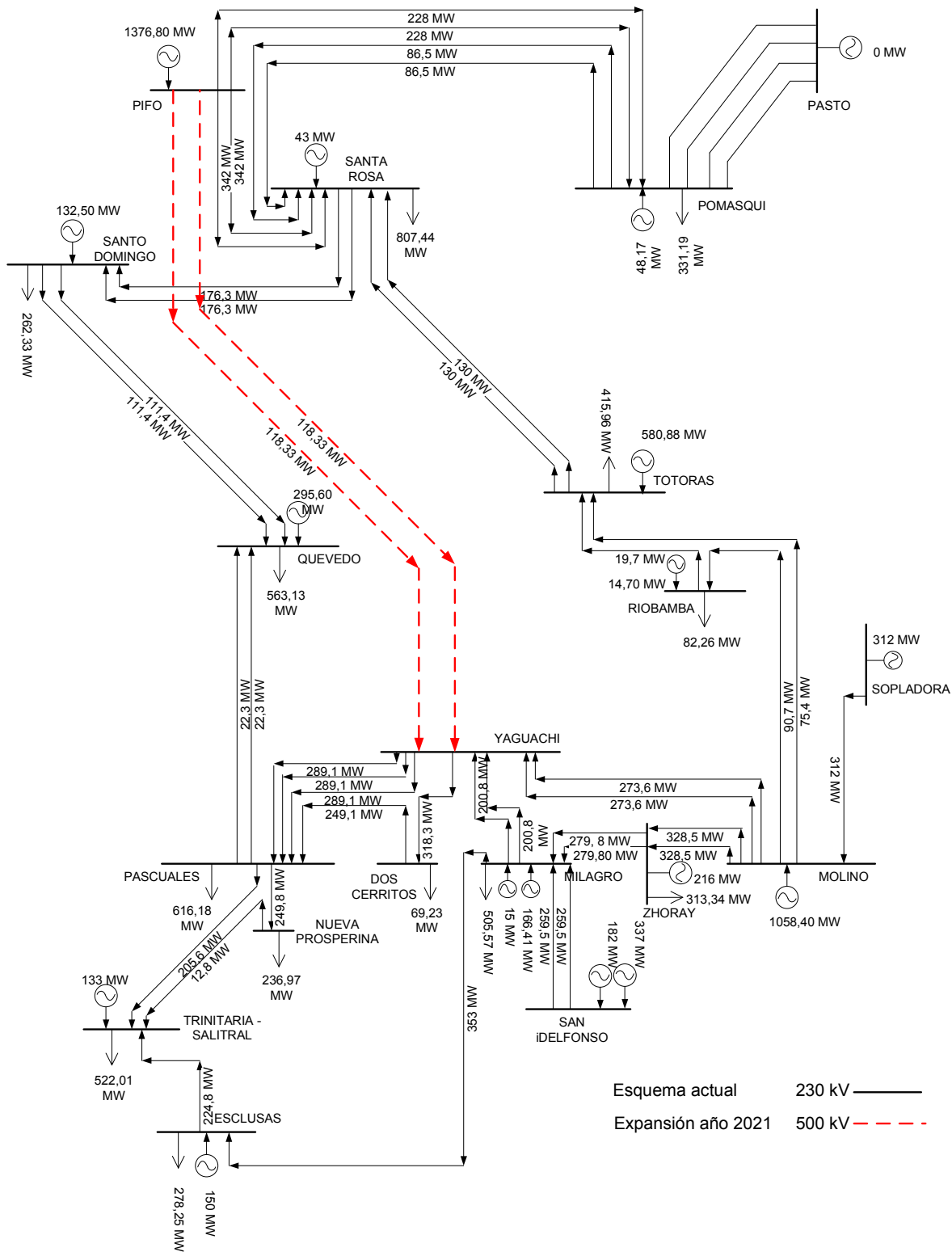
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2018



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2019

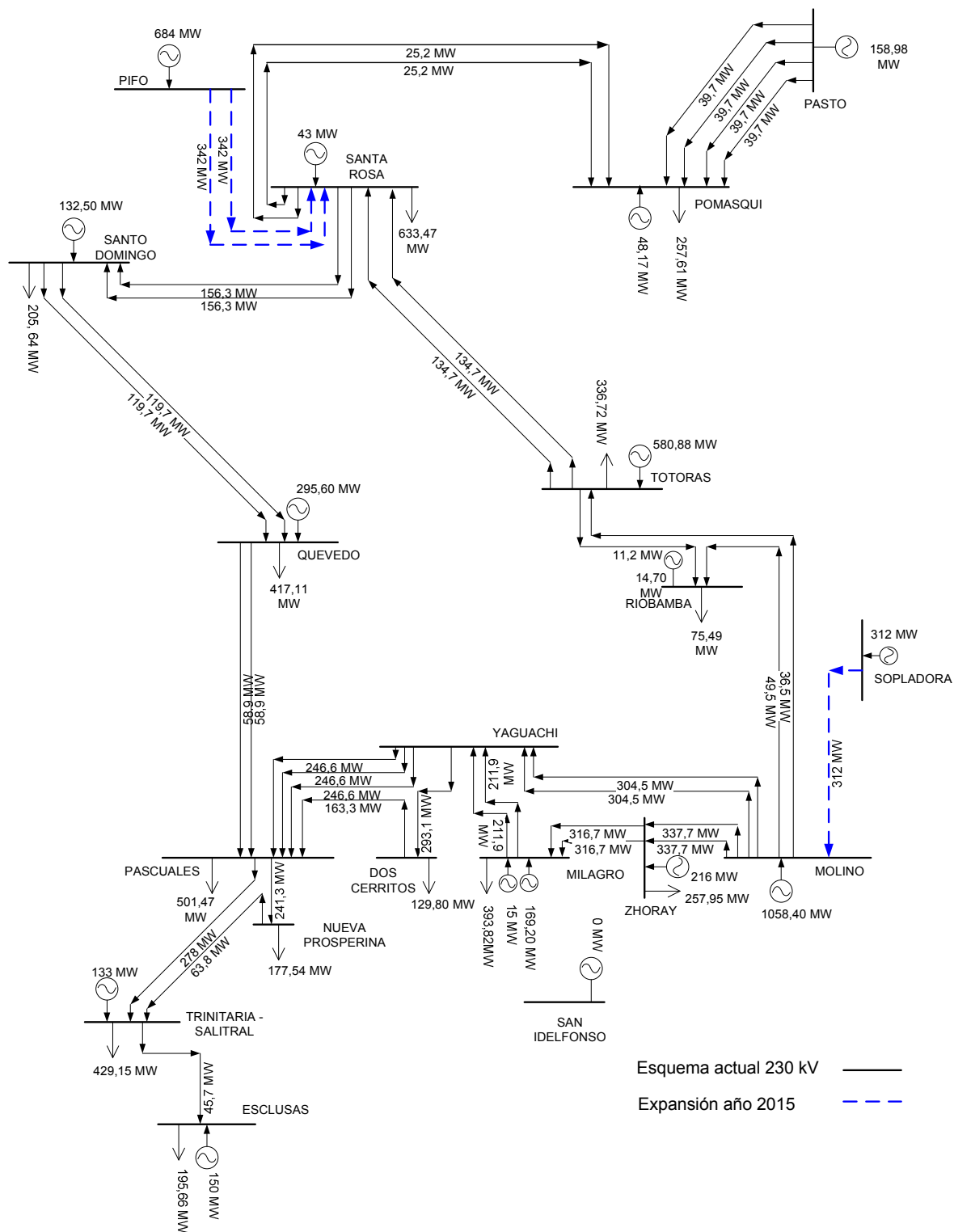


EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2020

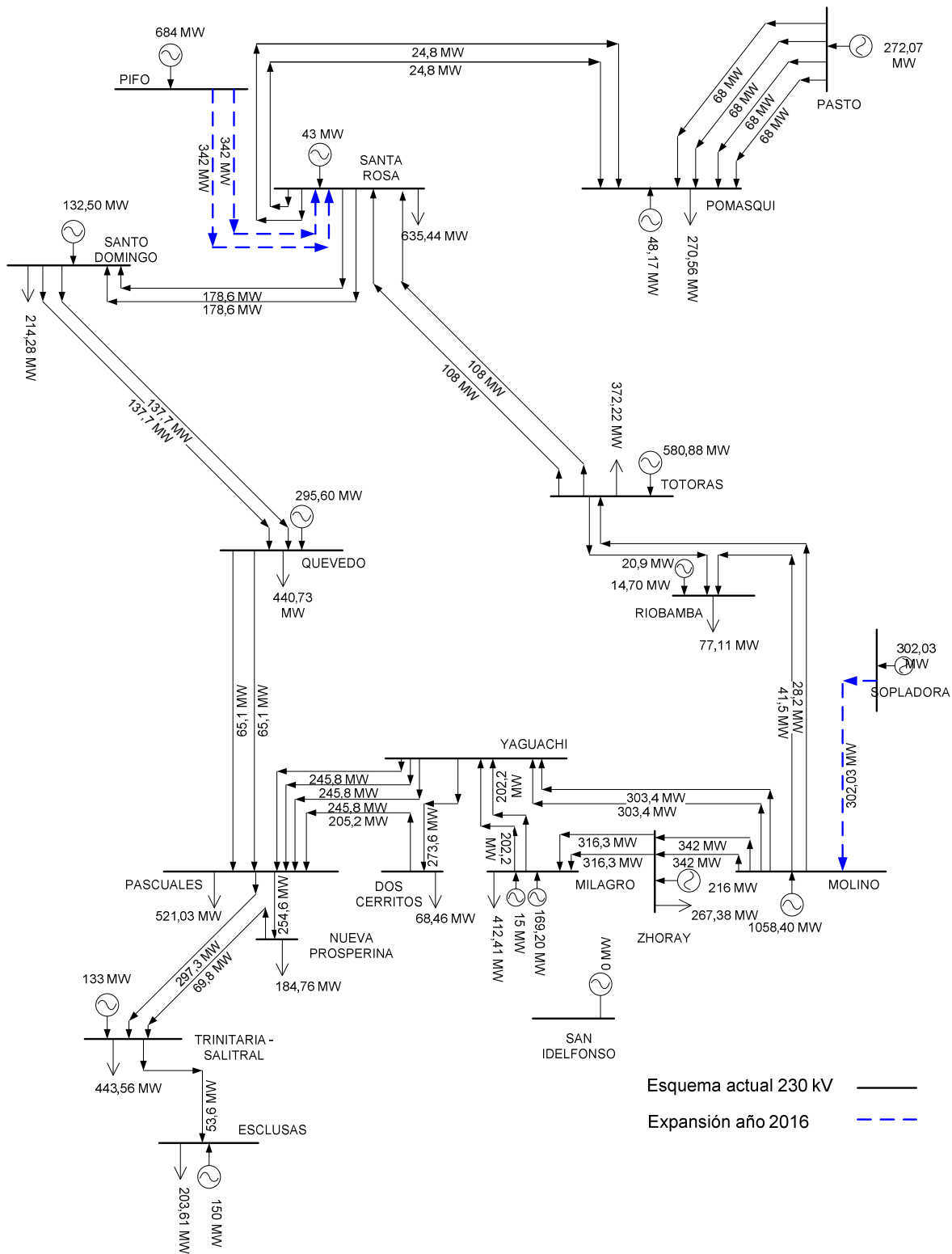


EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2021

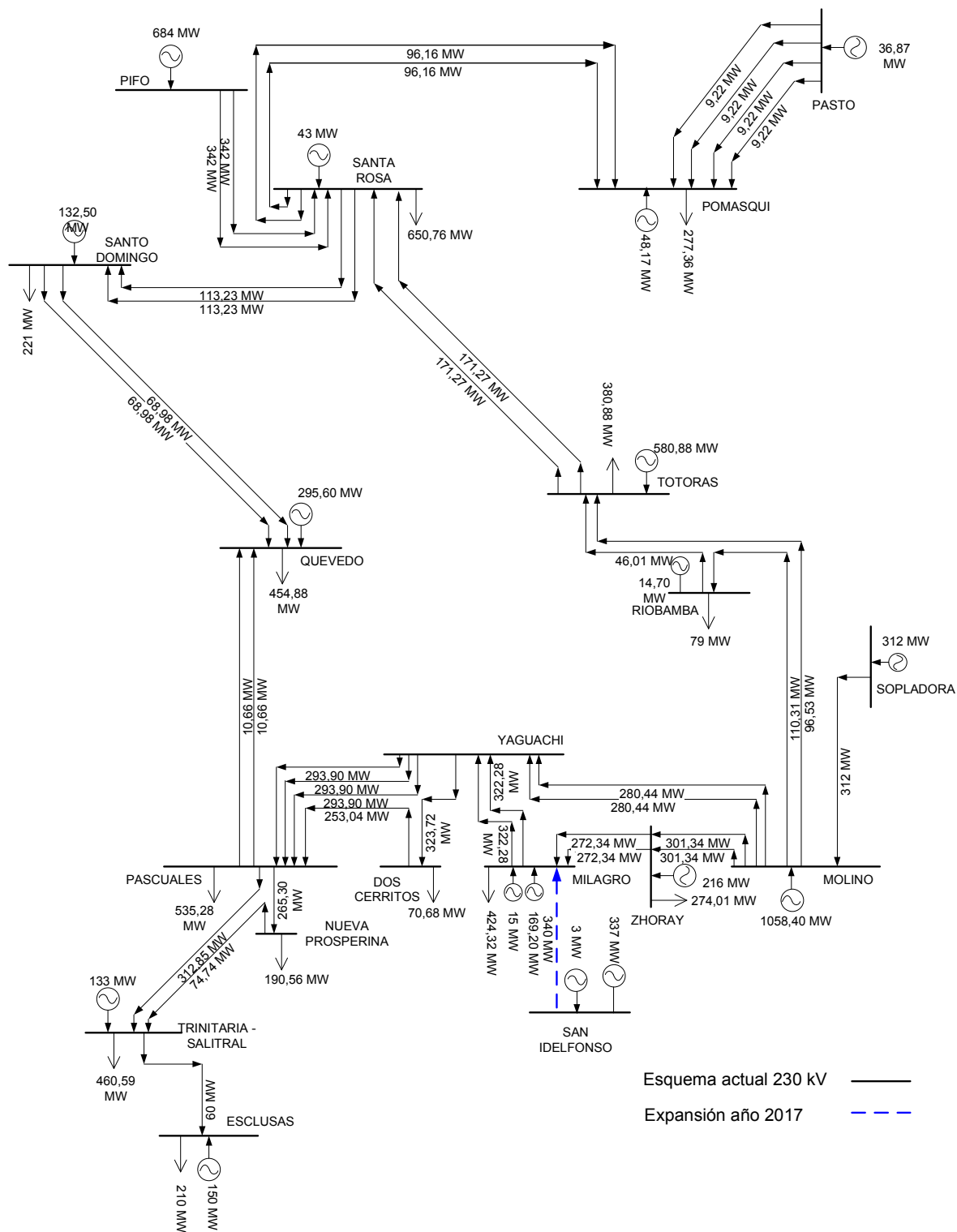
ANEXO E**CASO III**



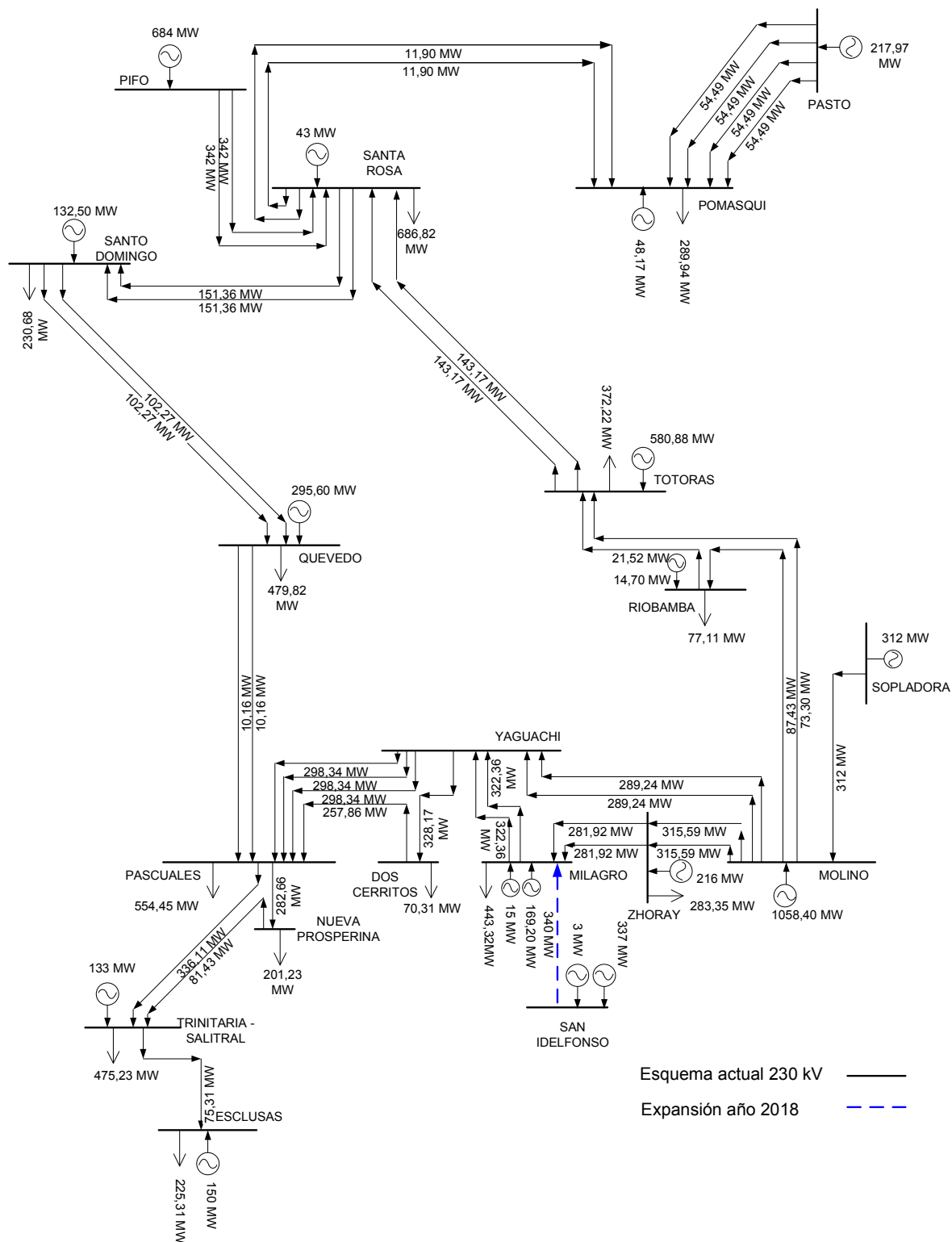
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



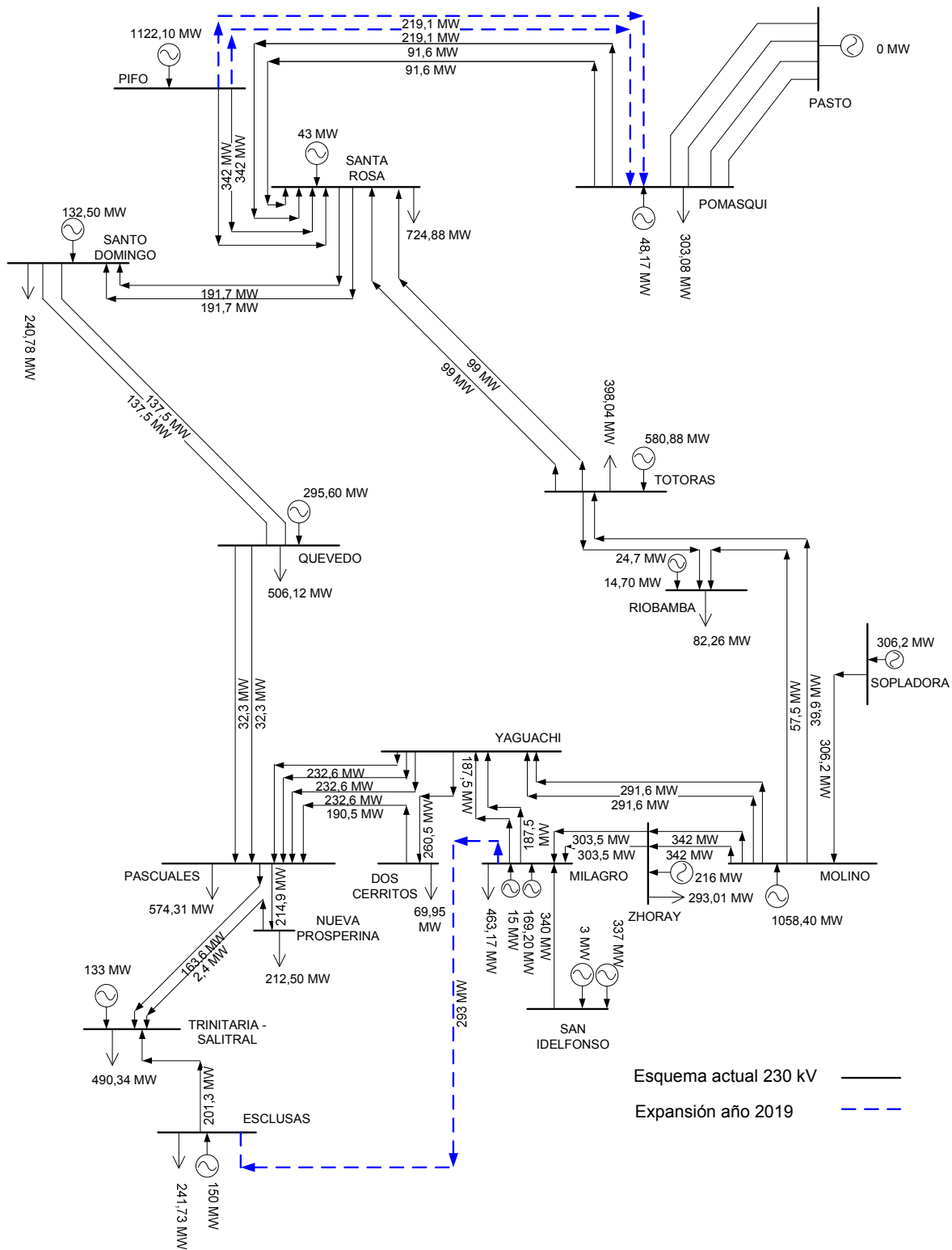
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



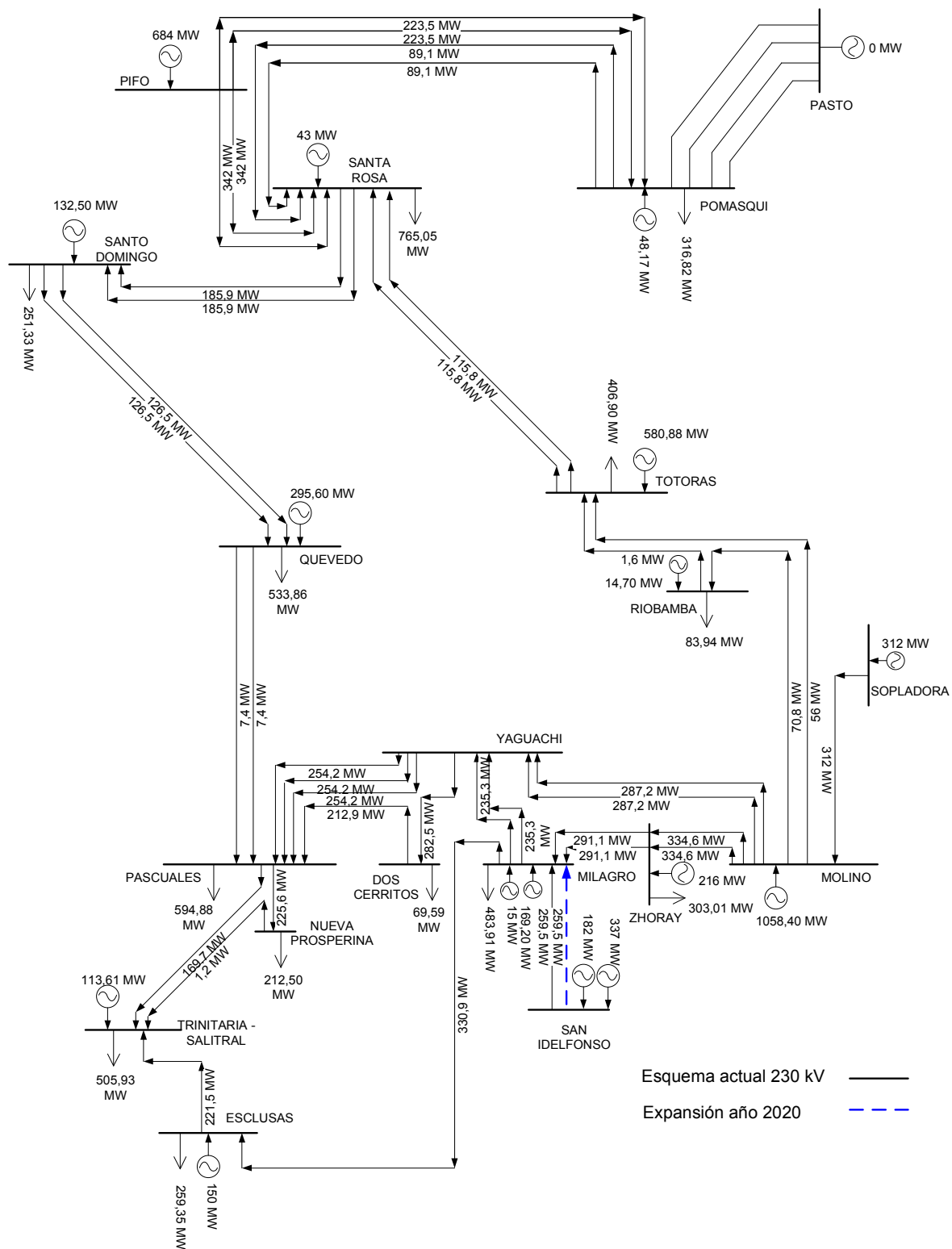
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017



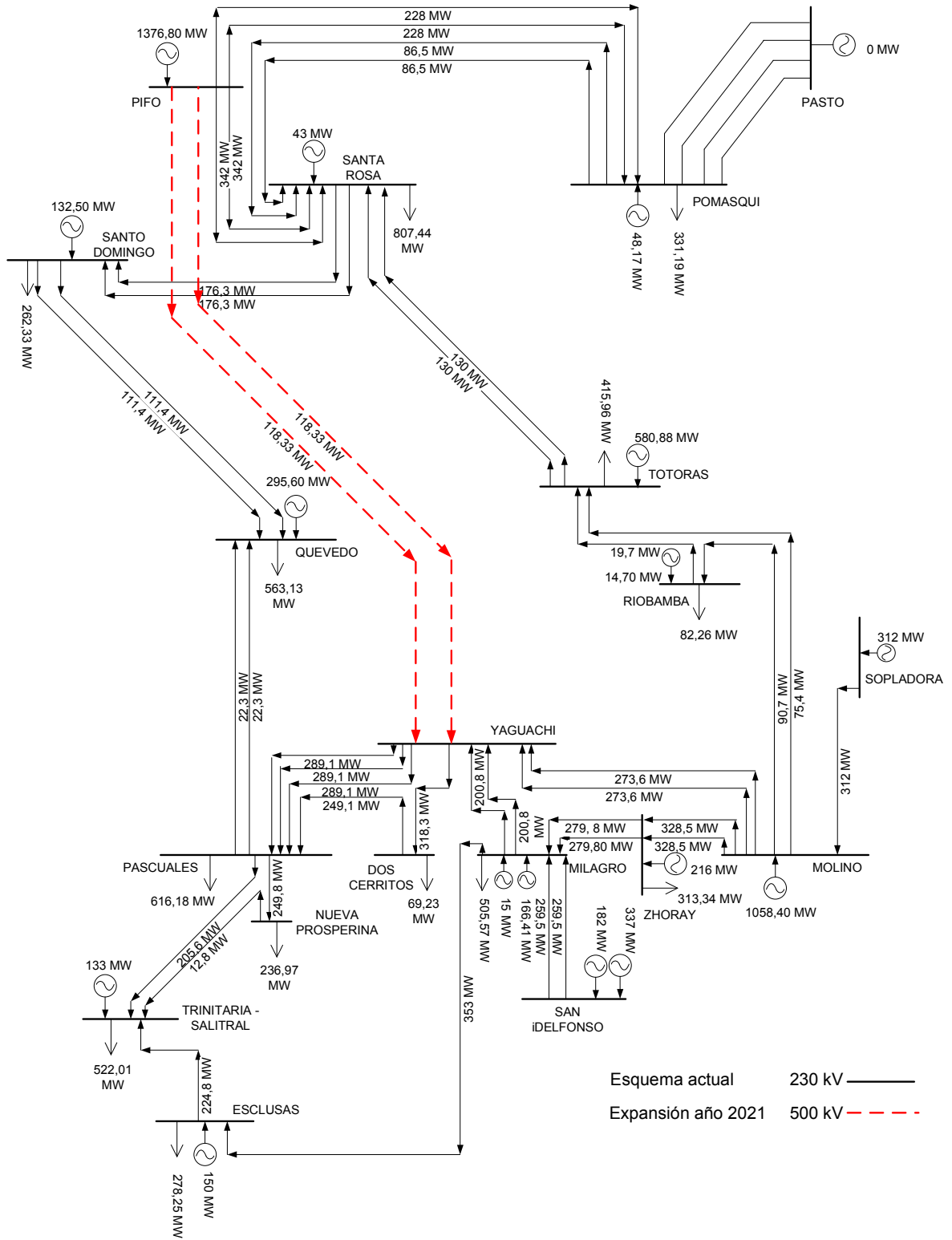
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2018



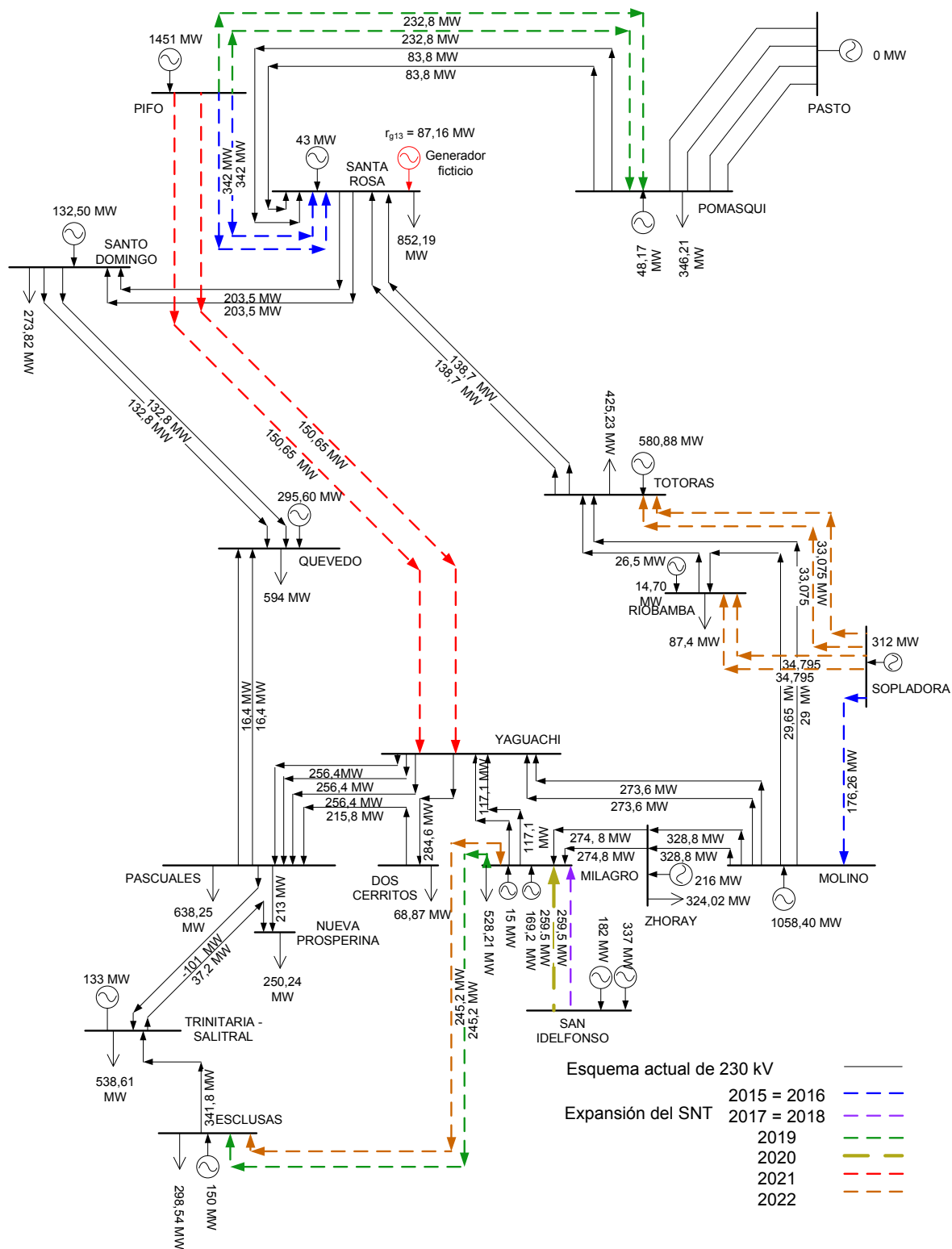
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2019



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2020



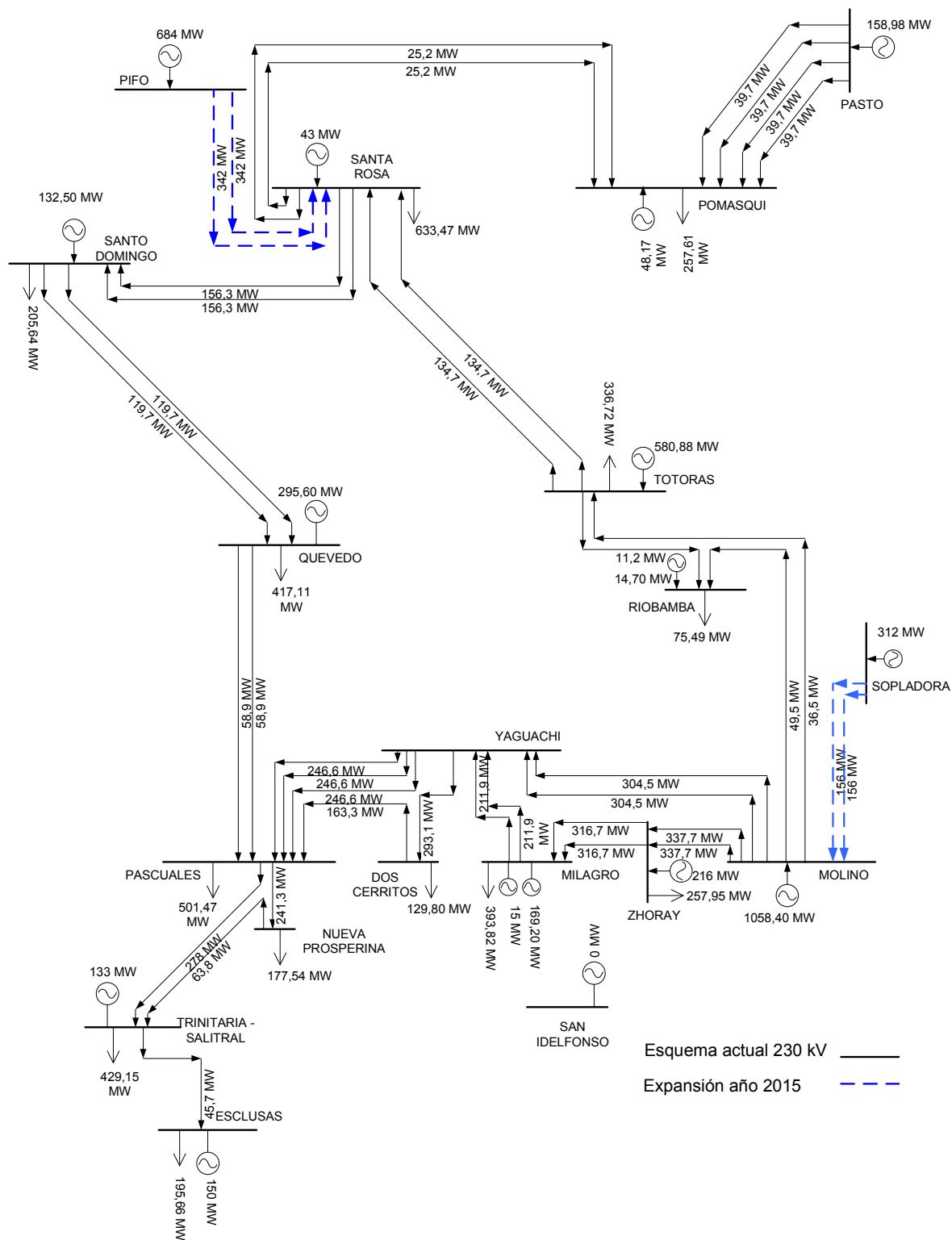
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2021



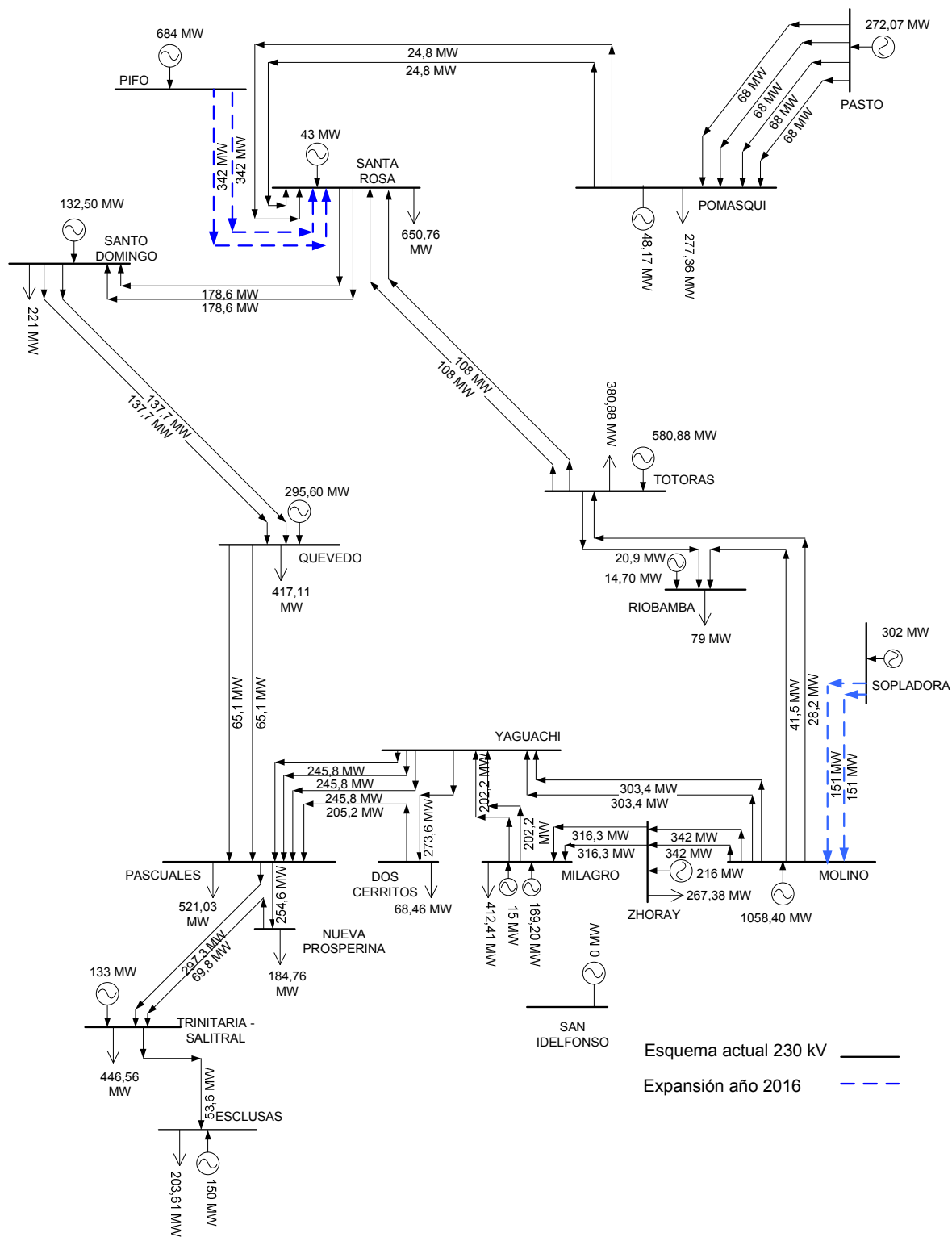
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2022

ANEXO F

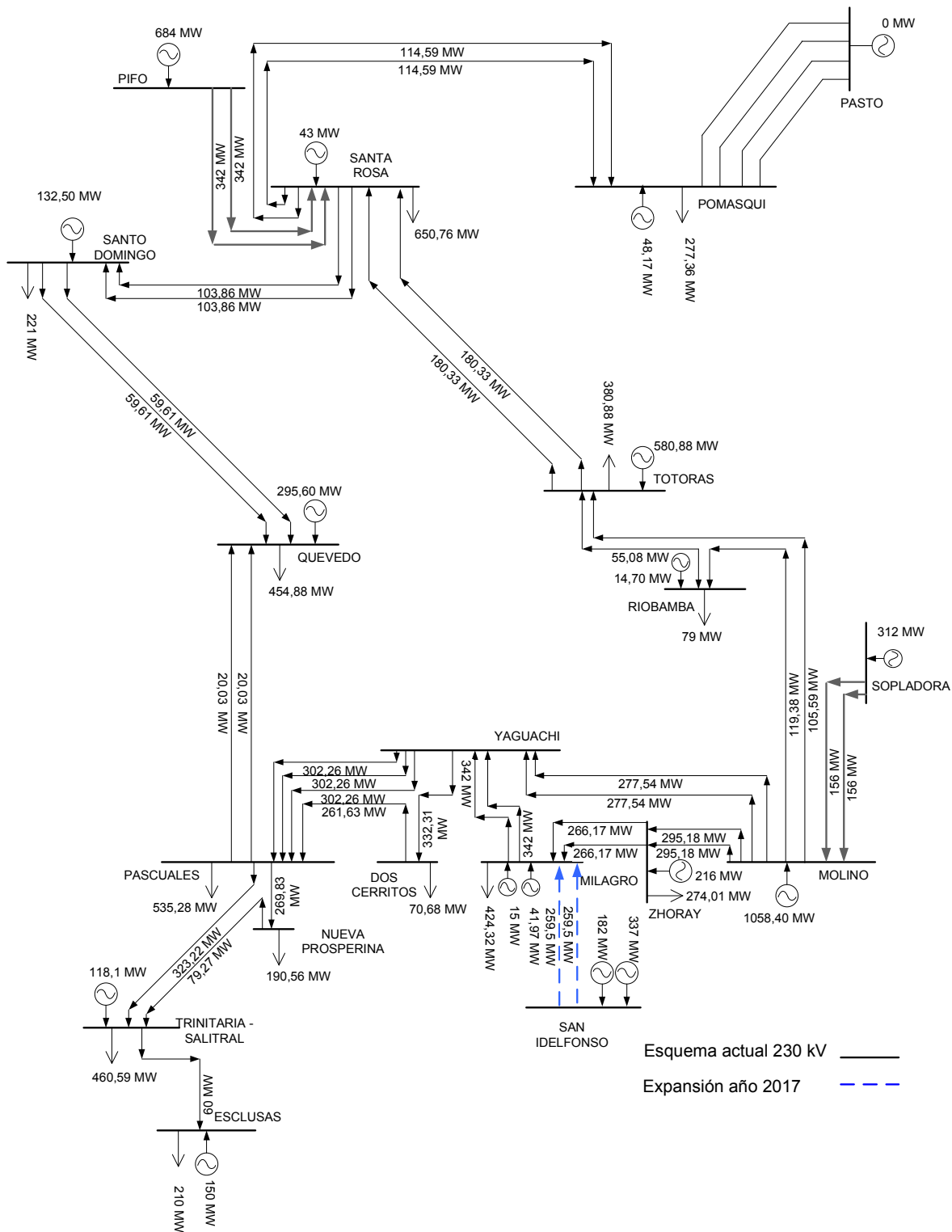
CASO IV



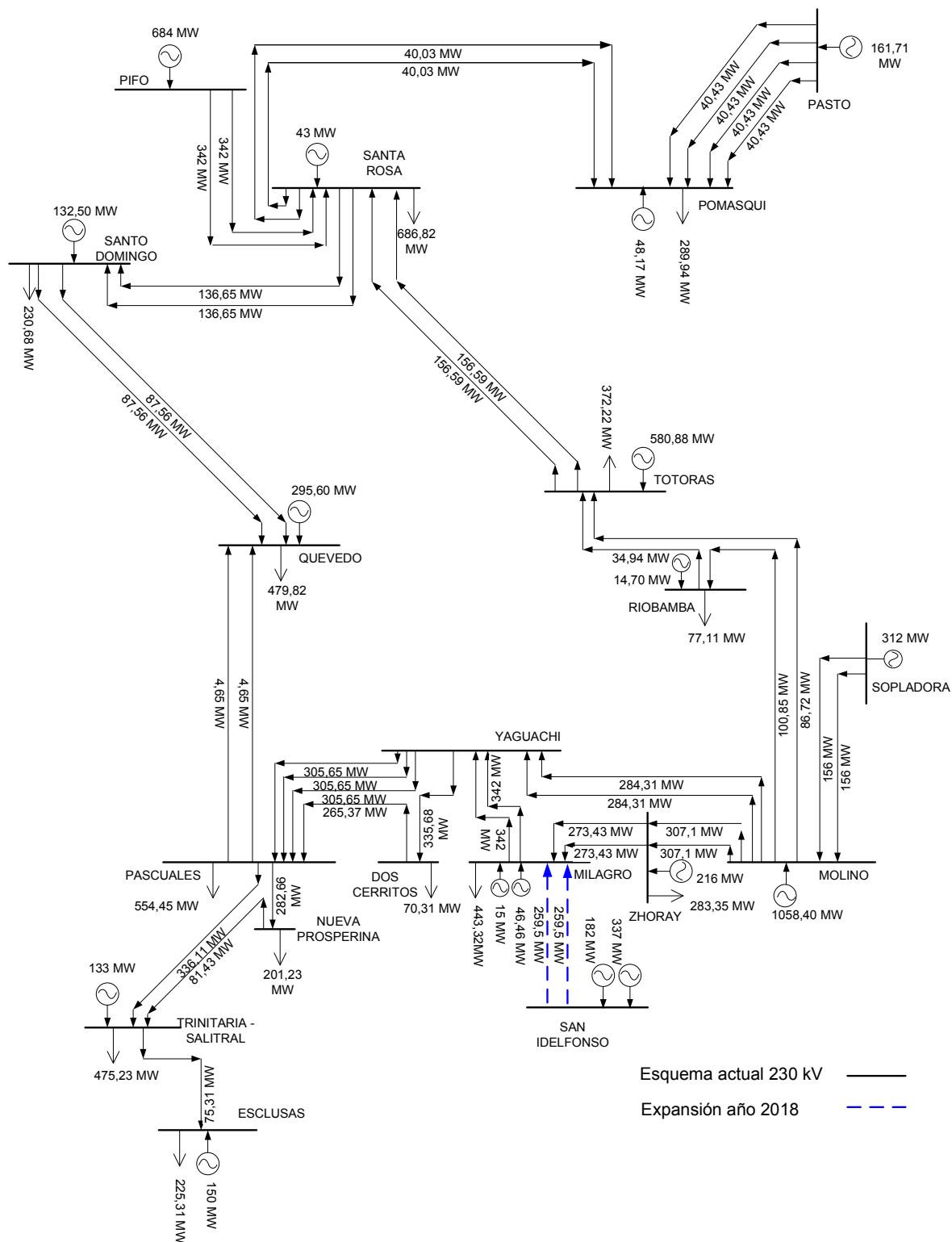
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



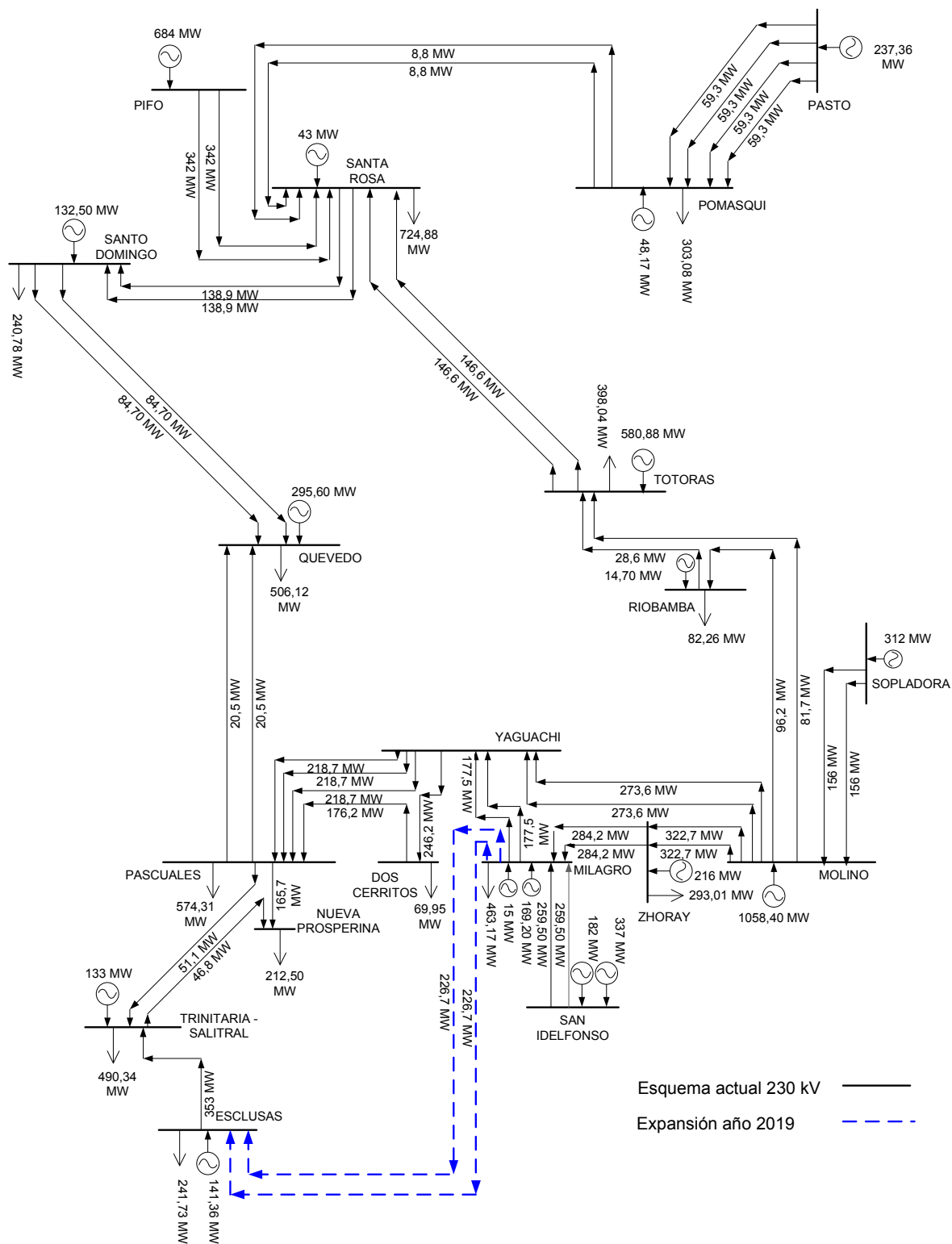
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



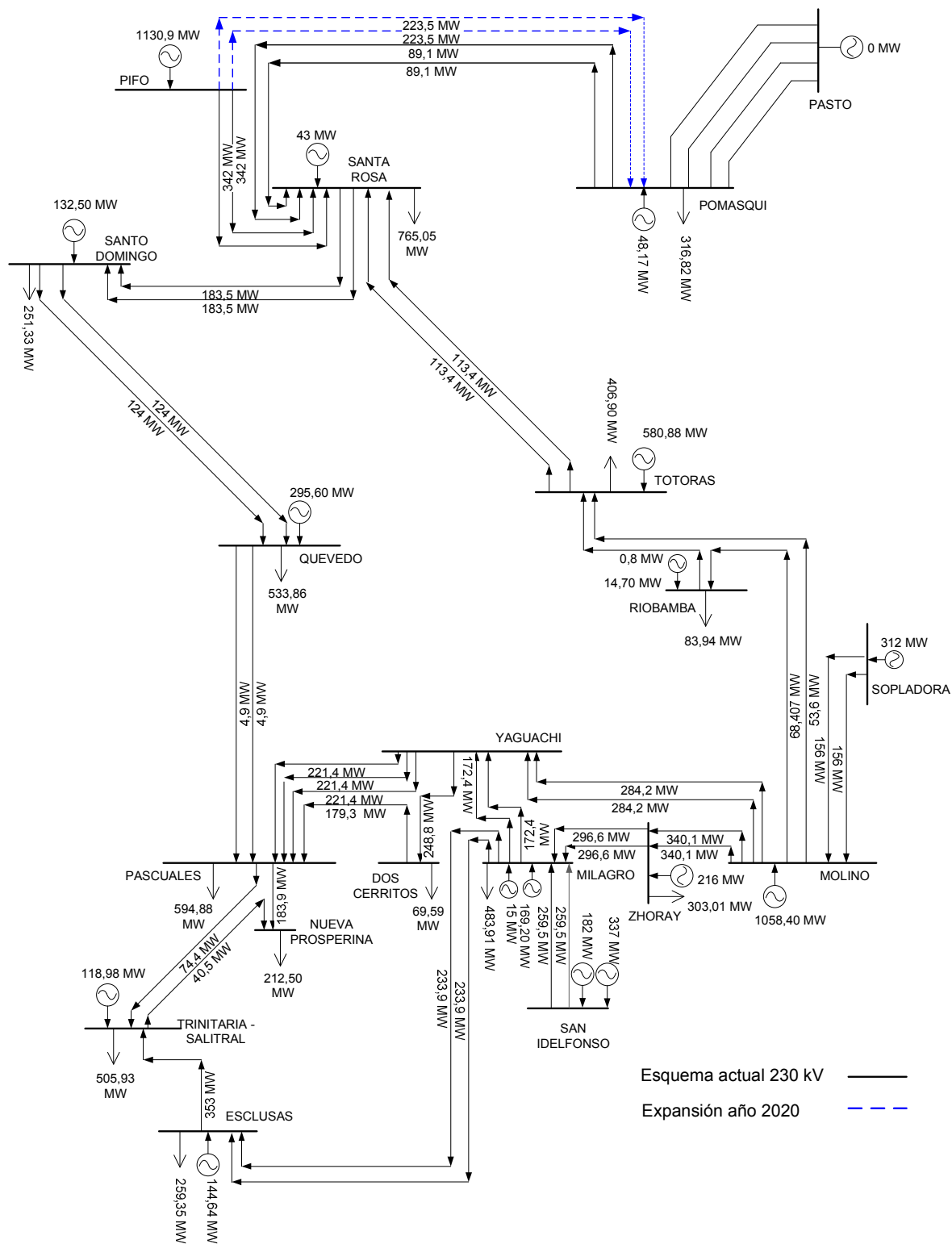
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017



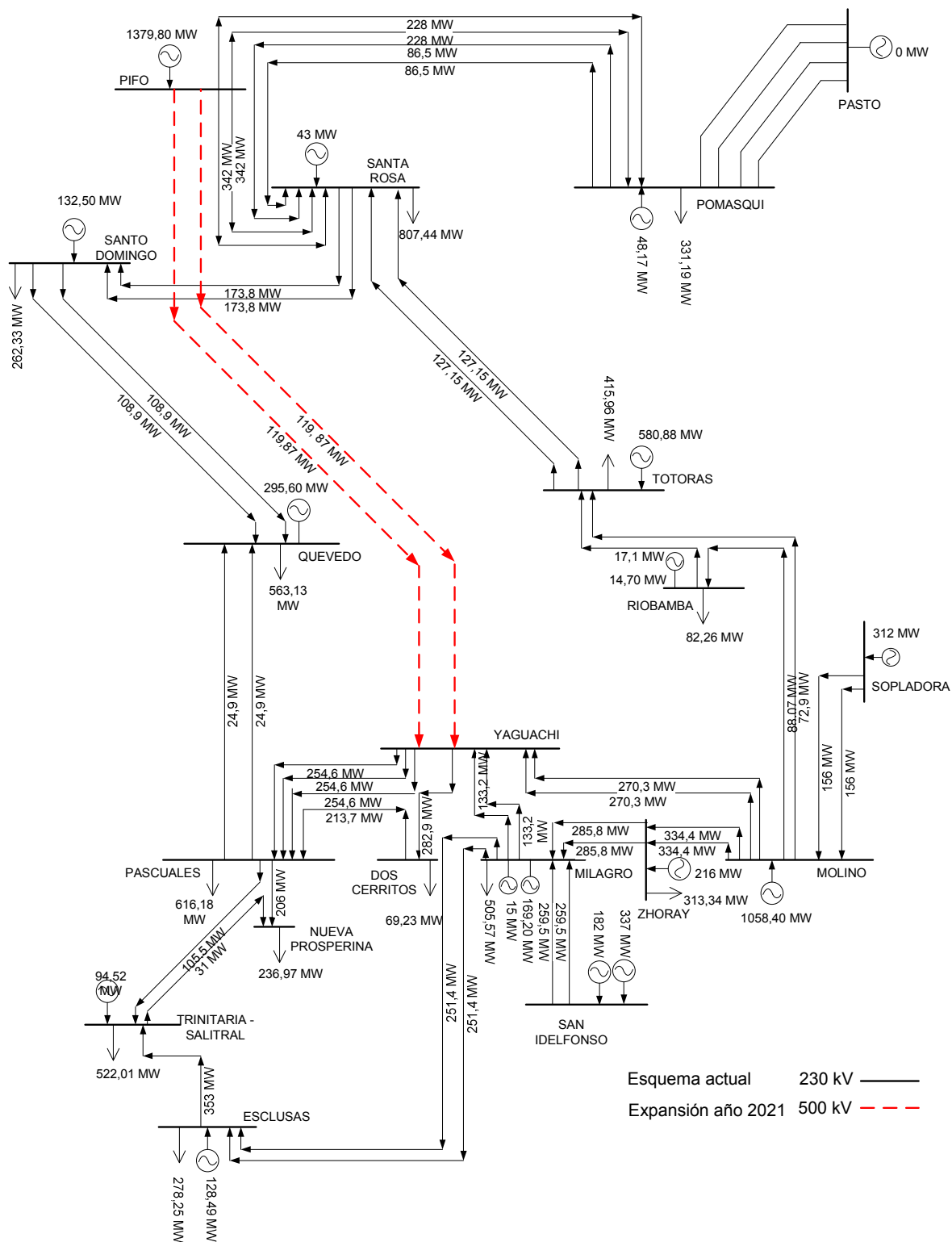
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2018



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2019



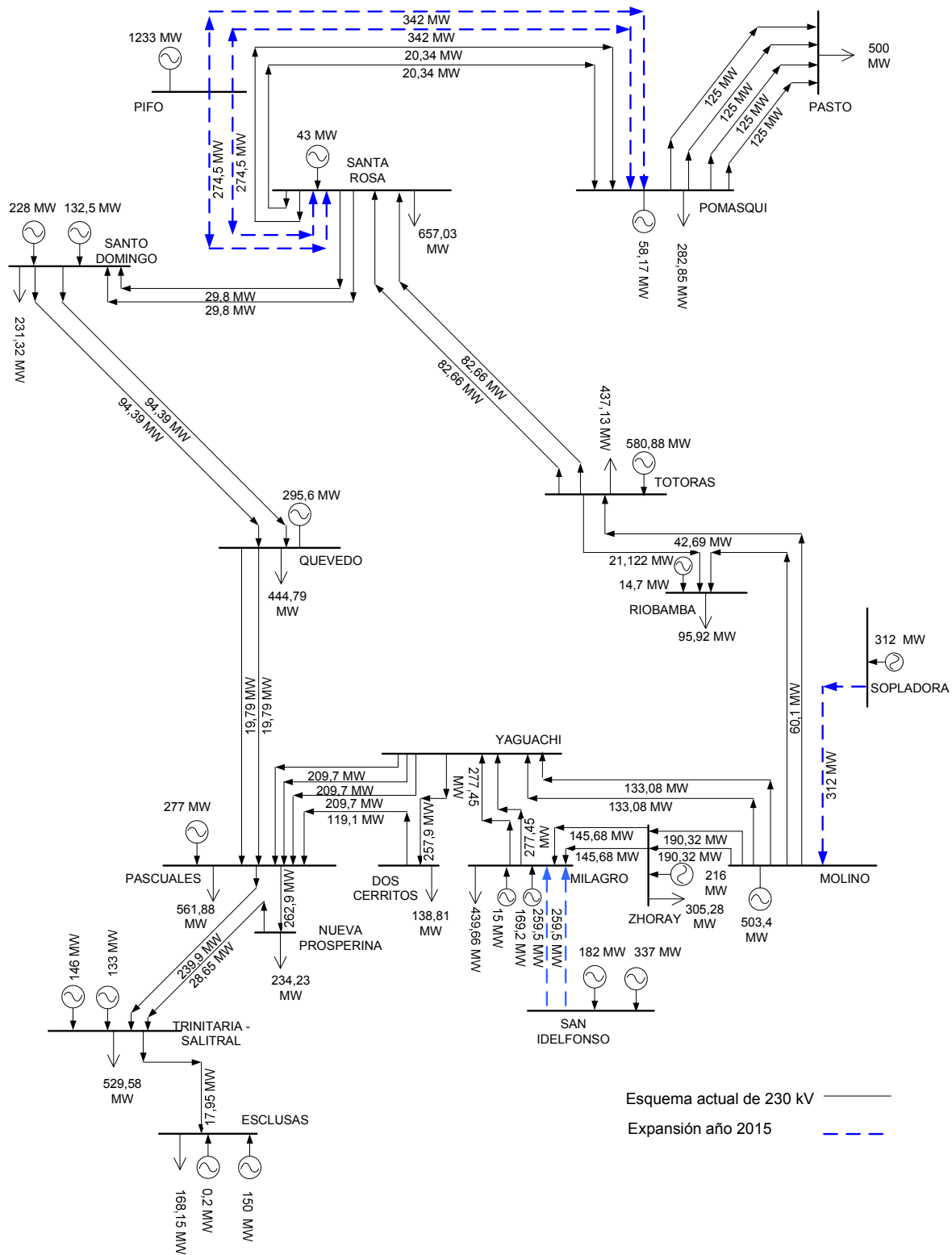
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2020



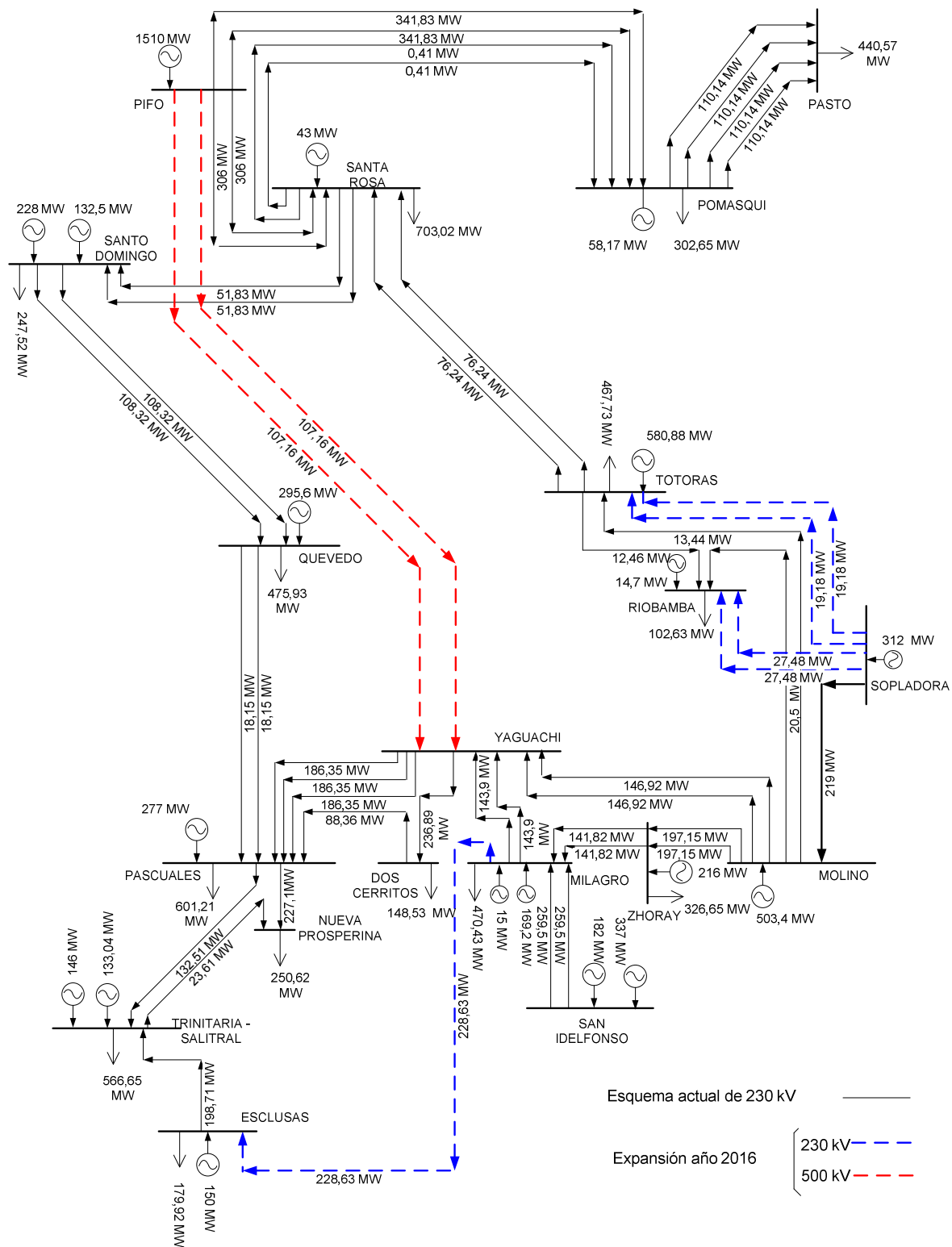
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2021

ANEXO G

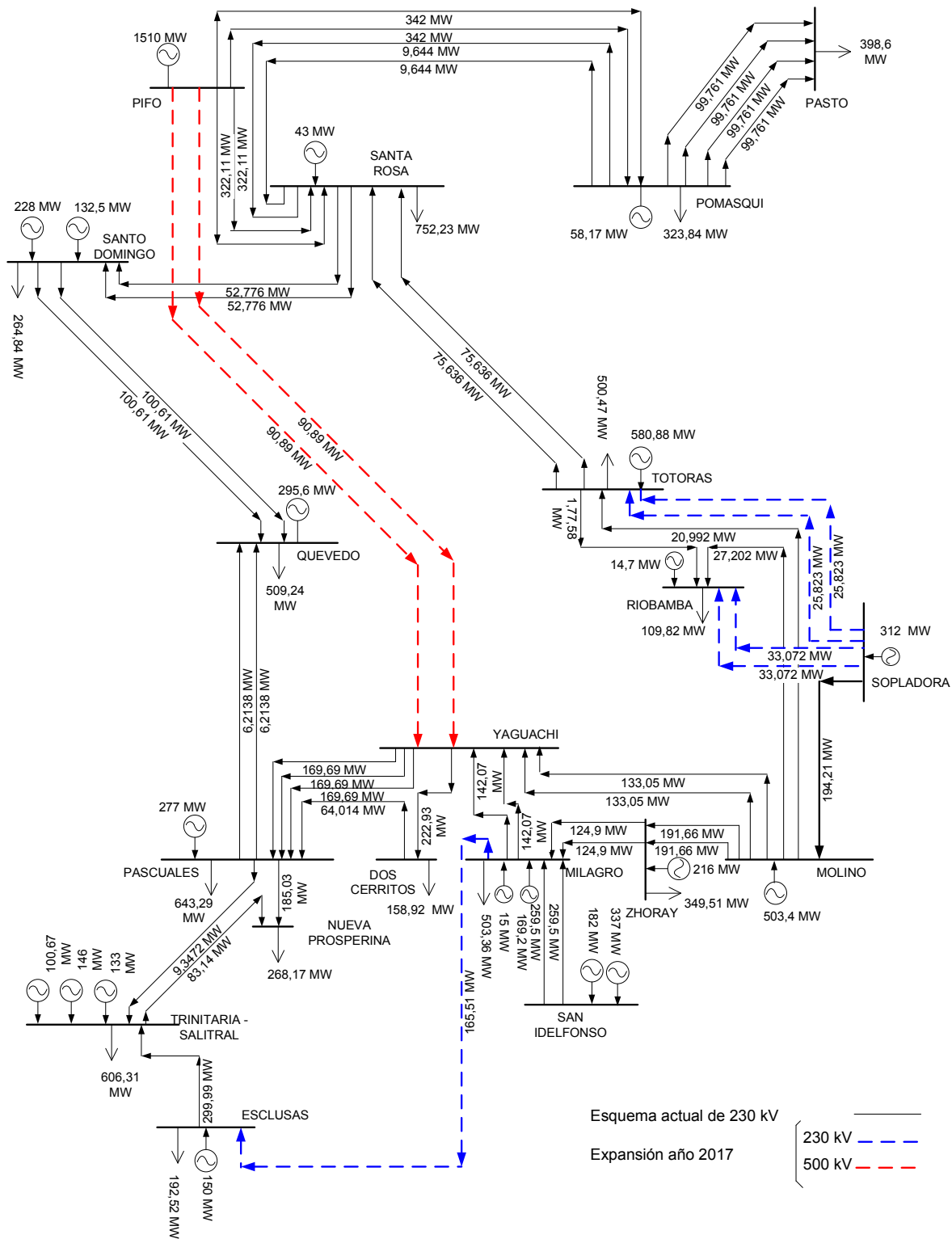
CASO V



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



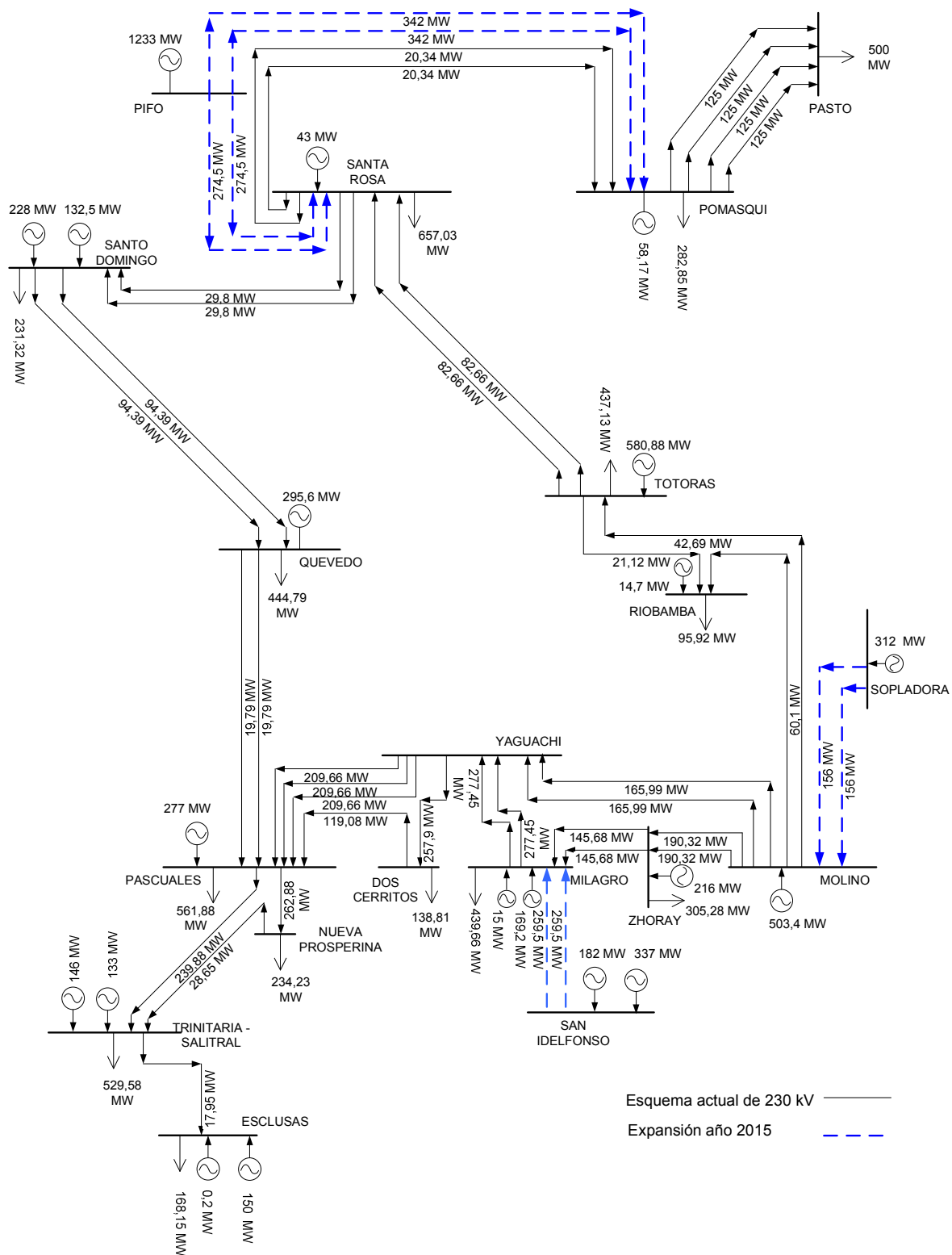
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016

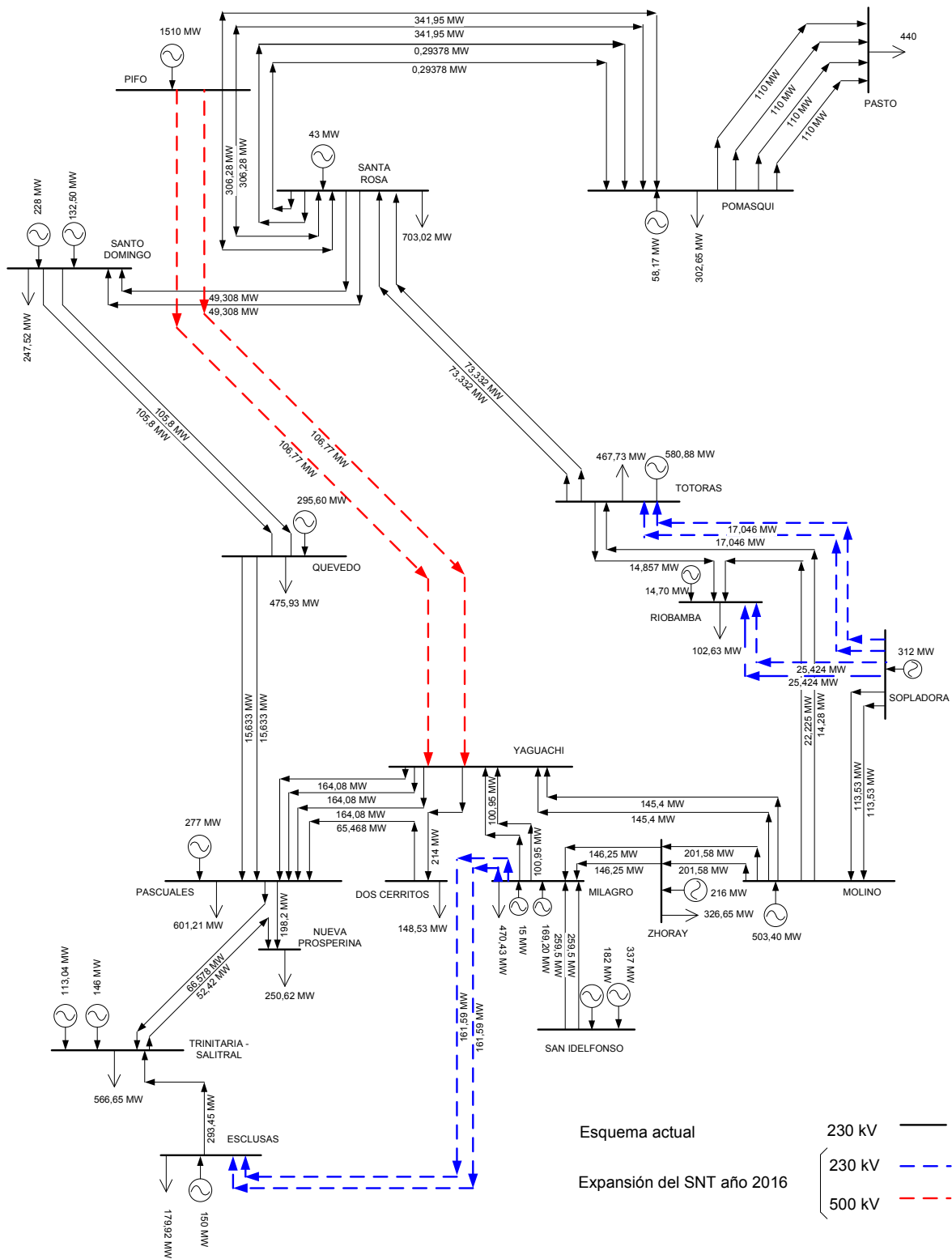


EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017

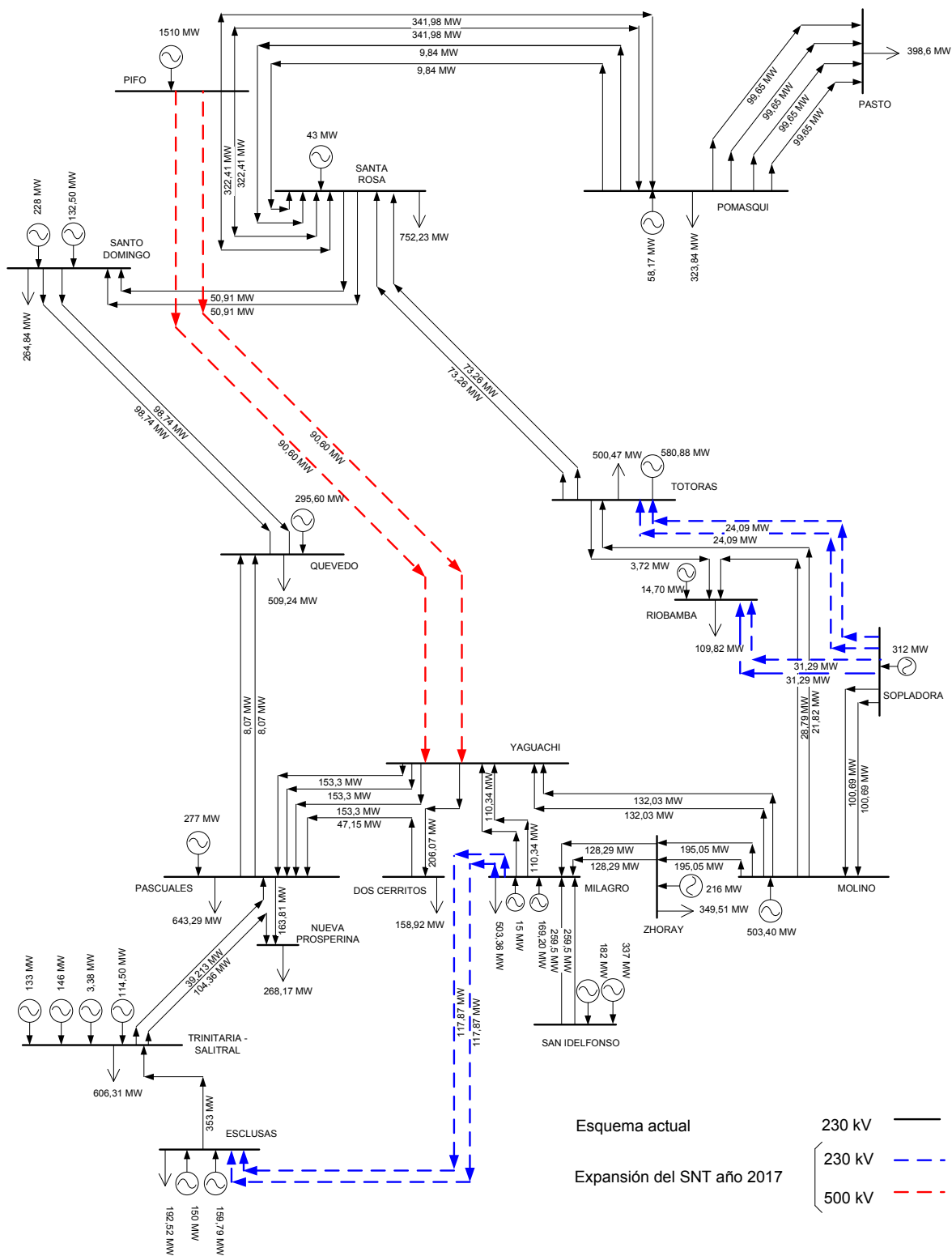
ANEXO H

CASO VI





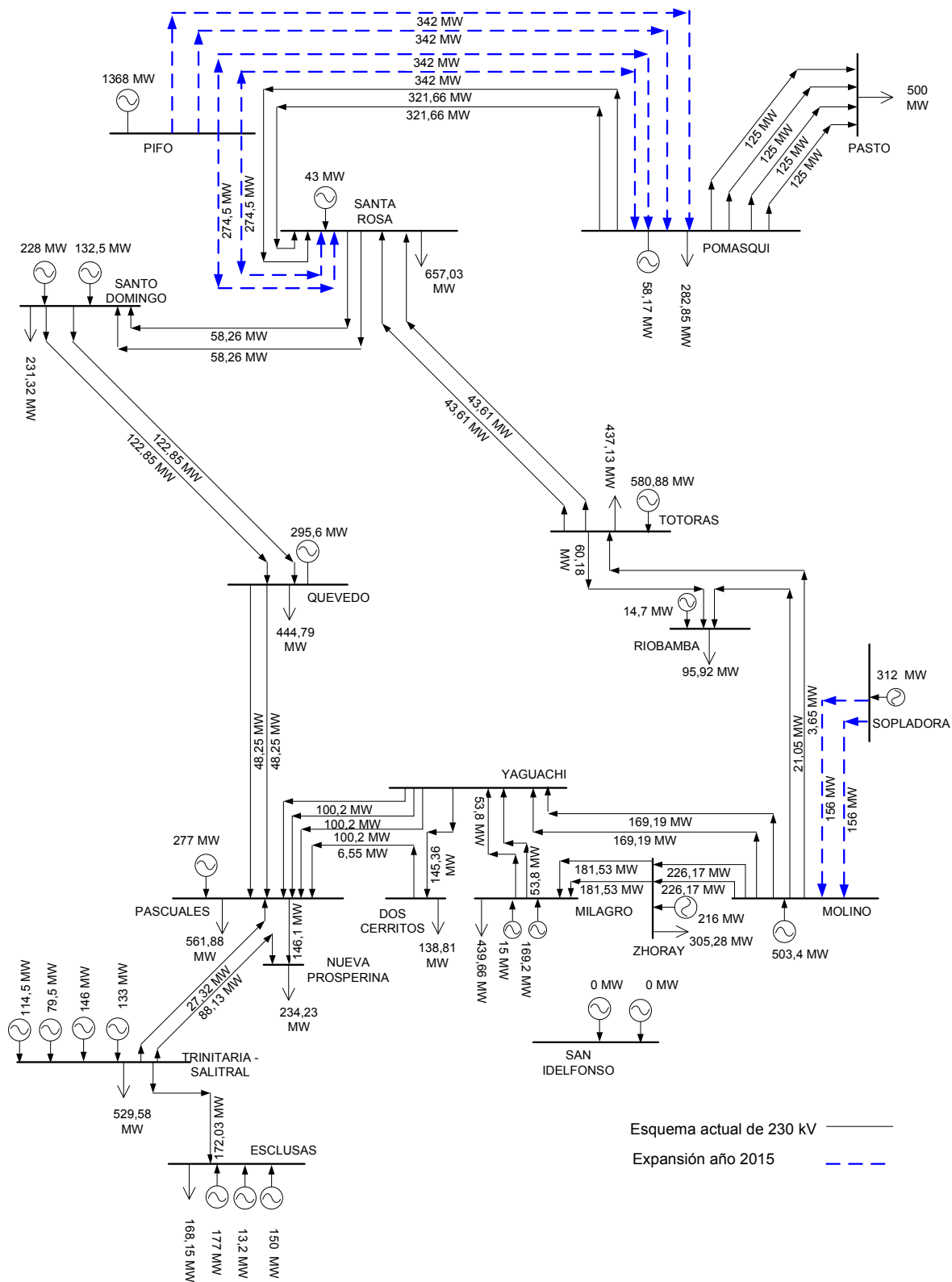
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



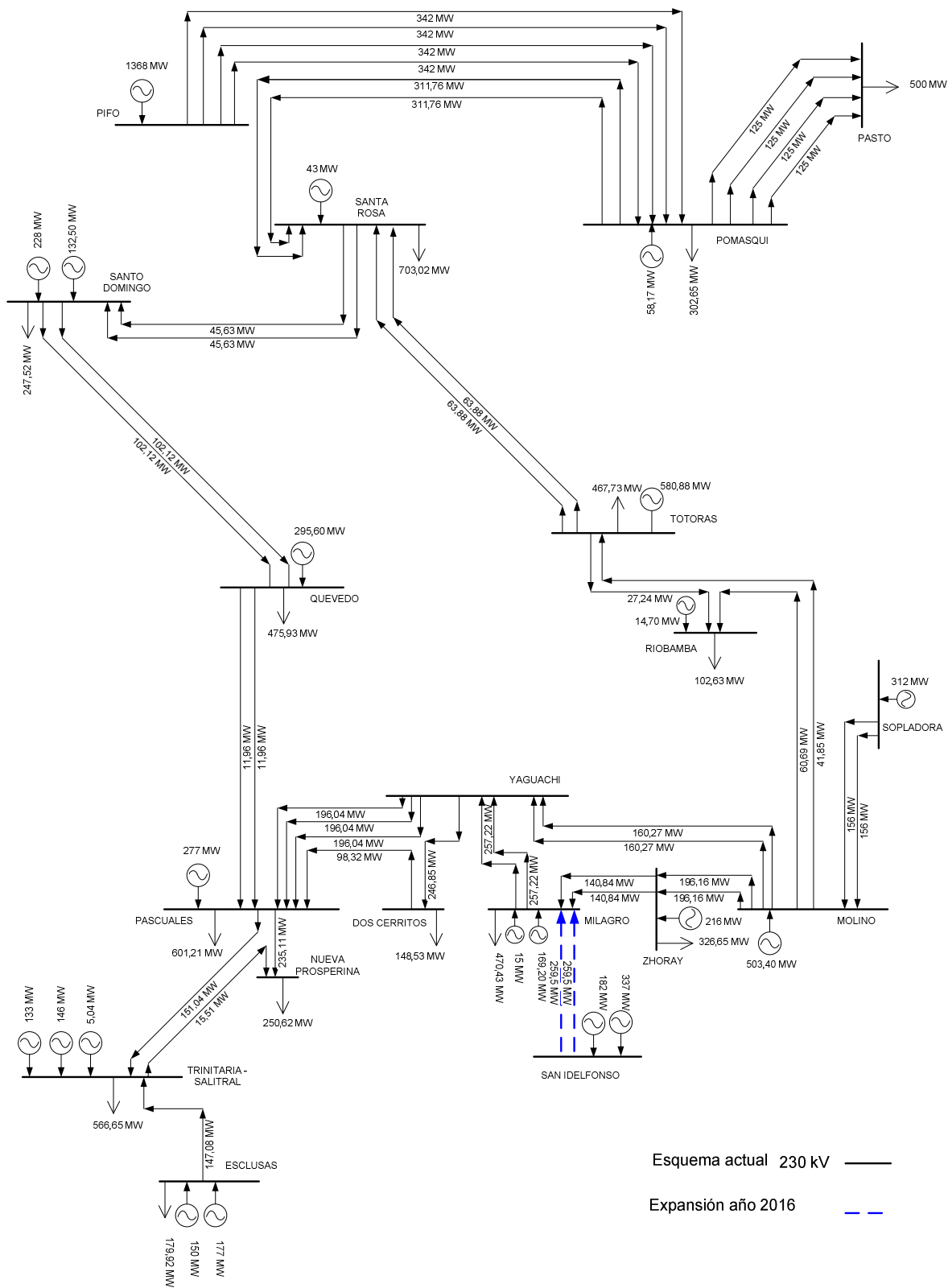
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017

ANEXO I

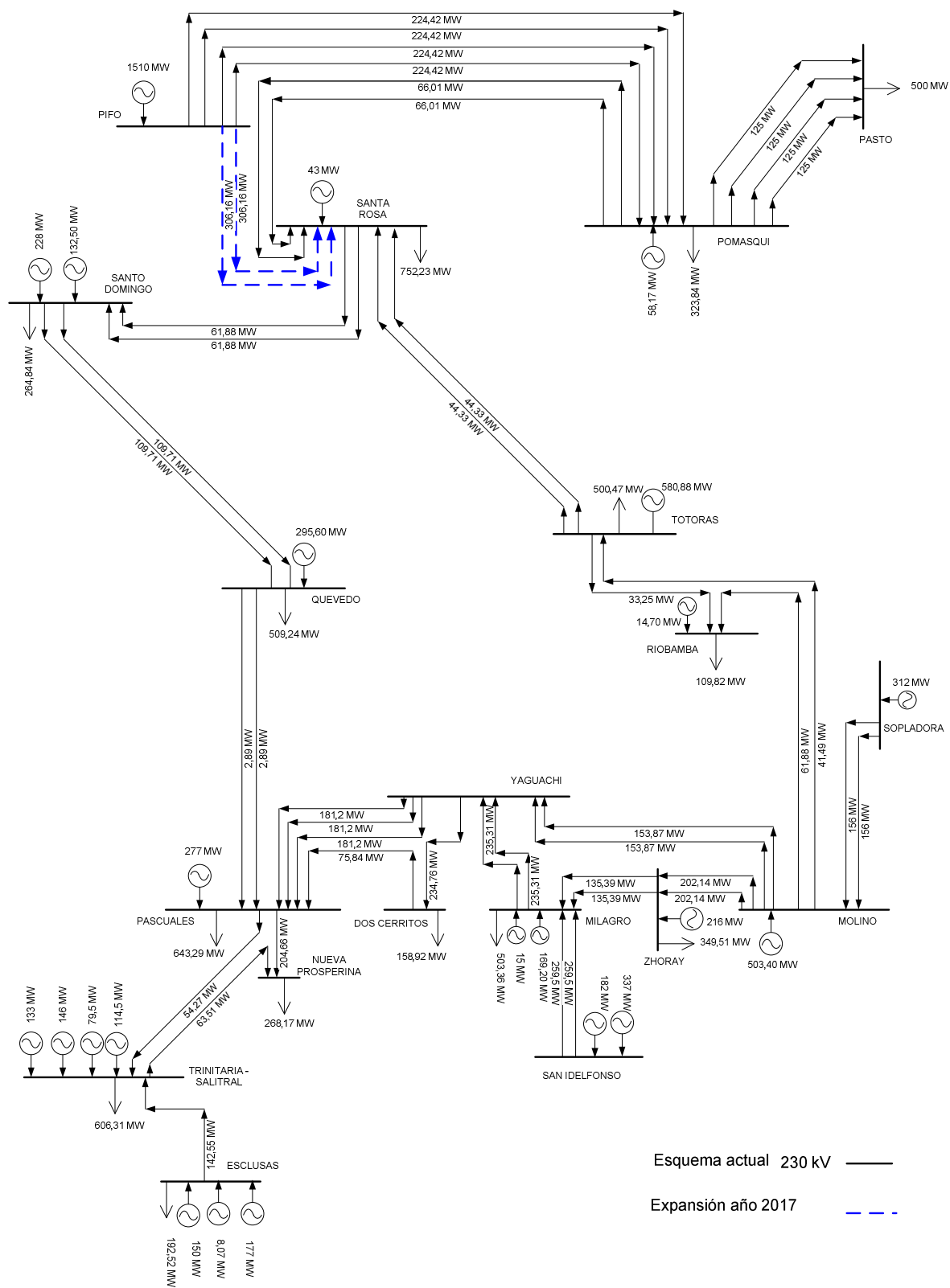
CASO VII



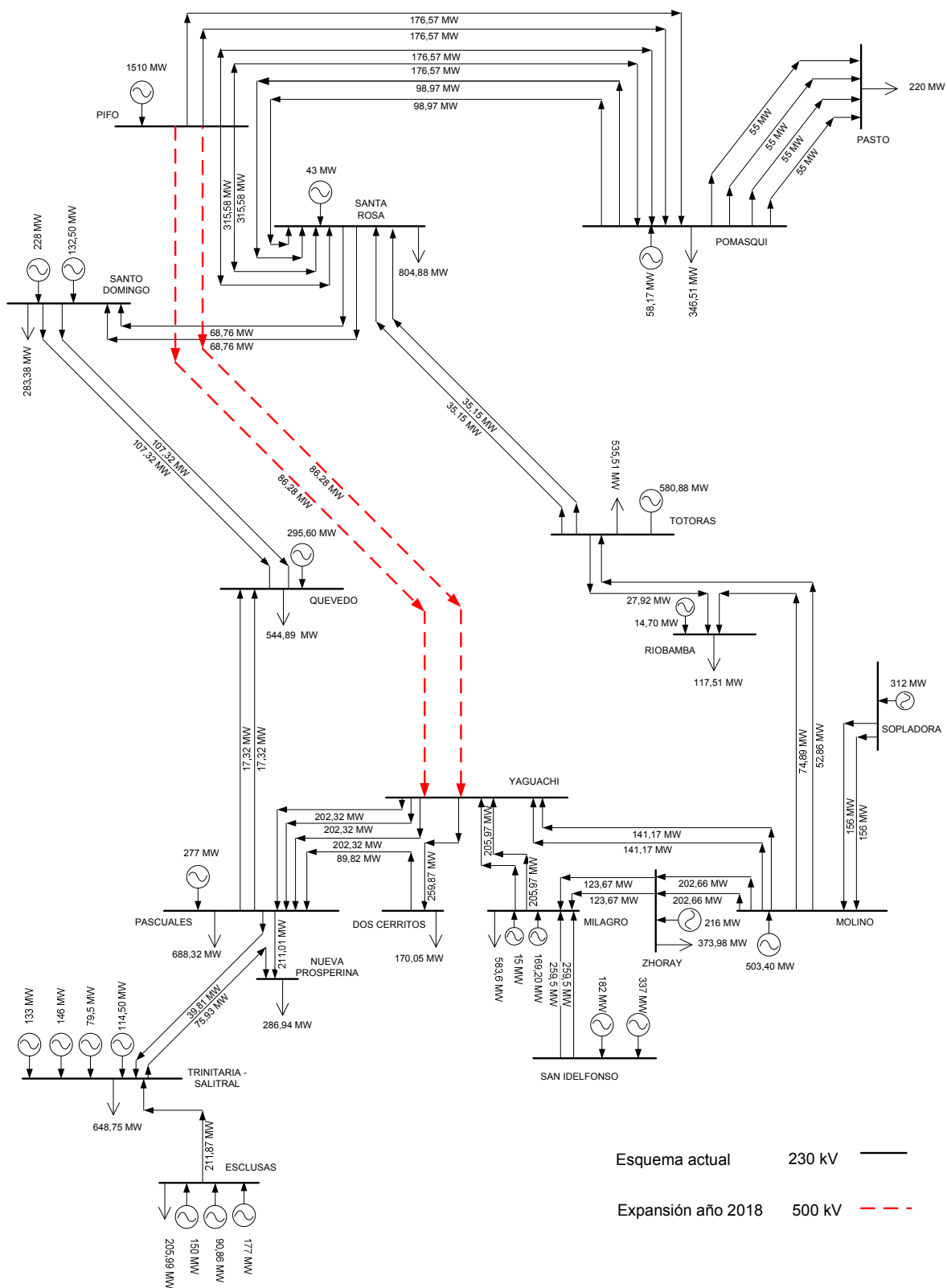
EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2015



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2016



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2017



EXPANSIÓN DEL SNT AÑO 2018